

From: [REDACTED]
To: enquiries@beis.gov.uk; [Aquind Interconnector](#)
Subject: Submission to latest responses of applicant /Aquind 1.10.2021
Date: 28 September 2021 19:10:50
Attachments: [Rapport annuel DG ENER 2021 CRE.pdf](#)

I am sending you today my response to the latest responses from the applicant. I include additional new relevant information since the last submission.

The applicant refers to the ORS :

The revised ORS compound parameters are 30m long x 16.4m wide (previous parameters were 35m x 18 m); AQUIND INTERCONNECTOR WSP PINS Ref.: EN020022 Document Ref.: Applicant's Response to SoS Second Information Request – ES Validity September 2021 AQUIND Limited Page 1-2
The revised ORS building parameters for each building are 4.4m long x 3.65m wide and 4m high (previous parameters 11m x 4m x 4m); and Security Perimeter Fence dimensions are now 30m long x 16.4m wide and 2.45m high (previous parameters 30m x 18m x 2.45m)."

We have contacted another Interconnector and asked the very question if ORS are necessary if there is no commercial telecommunication system installed. Here is the answer:

"Thank you for your inquiry.

A small fibre optic cable is included within the subsea cable bundle to provide monitoring of the cable and help measure performance and detect any potential damage to the cable. The fibre optic cable is installed with the two subsea cables and then connects together with the power cables into a converter station at each end. The converter stations are designed to link the cables to the national grids, and also provide the location for operations and control of the whole system. **"Optical regeneration stations to enable sufficient FOC capacity" are NOT required or included in the GridLink project."**

The question remains Why does the applicant still insist on the ORS ? This seems to be contradictory to the statement we received from the other Interconnector project?

Has your department done due diligence on the technology required for FOC monitoring and control of an Interconnector?

Should you not ask the applicant for the technical advice given to them by the contractor due to construct this system?

Is it not possible for signal enhancement to be installed underground (under sea) if it is required?

Is it really necessary for Portsmouth to lose a much cherished local car park to house an ORS which is not required?

The second important information concerns the latest publication of the CRE report given to the European Commission at the end of July 2021.

I will attach a copy. The relevant information regarding the Aquind Interconnector can be found on page 28.

It states very clearly that the Aquind interconnector has not been given the support within the energy projects of the European Union. Does this not make it a dead duck?

Why would the Secretary of State give the Aquind Interconnector project a DCO when this project is not getting the support from the EU? France?

Thirdly, the SoS must be aware of the political involvement of MPs and ministers in this project. Names have been mentioned: Alok Shama, Ann Marie Trewalyn, Lord Cannanan, James Wharton, Liam Fox, Jeremy Hunt, Simon Clarke and many more.

Many articles have been published ,at least two ministers had to recuse themselves because of their involvement with the applicant. Recently an article was published questioning the involvement of Simon Clarke, the new chief Secretary of the Treasury.

The question remains if such a controversial project should be granted a DCO.

Local authorities, residents of Portsmouth and beyond and the two MPs of Portsmouth have given countless reasons why this Aquind Interconnector should be stopped.

Has the SoS checked the financial set up of the company?

We are extremely concerned about the environmental impacts this project would have , the dependence on energy from abroad after Brexit, the stress imposed on the citizens who live along the route and beyond and the opaque origin of this company.

Does the SoS think that the Aquind Project would strengthen the UK 's energy resilience?

Does the SoS not support more sustainable and greener energy sources rather than aimed to import energy of an unknown origin?

Climate Change has to be taken seriously. Portsmouth is already constructing and preparing for rising sea levels. This project will in its construction phase up to 5 to 7 years at least, contribute to higher pollution levels and therefore increase the risk of serious damage to our environment. This can not be tolerated.

We have earlier suggested that the SoS ask the applicant why a route to Ninfield has not be considered. There is a substation of the same capacity as Lovedean but only 4.3 miles from the shore and a shorter sea route. So, why Portsmouth?

We hope the SoS takes all these issues into account before he takes an unbiased, environmentally justifiable and politically correct decision.

Viola Langley

LSA

PS: Please confirm the receipt of the email.

Sent from [Mail](#) for Windows



COMMISSION
DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE

RAPPORT ANNUEL À LA COMMISSION EUROPÉENNE

31 JUILLET 2021

Principaux développements des
marchés français de l'électricité et
du gaz naturel en 2020 et au premier
semestre 2021

AVERTISSEMENT

En vertu de l'article 59 de la Directive (UE) 2019/944 du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE et de l'article 41(1)(e) de la Directive 2009/73/CE Parlement Européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel, la CRE est tenue de présenter un rapport annuel sur ses activités et l'exécution de ses missions, notamment à la Commission et à l'ACER.

La Commission de régulation de l'énergie attire l'attention de la DG ENER sur le fait que certaines informations transmises ne relèvent pas de sa compétence exclusive.

SOMMAIRE

AVERTISSEMENT	2
PRINCIPAUX DEVELOPPEMENTS DES MARCHES FRANÇAIS DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ NATUREL EN 2019 ET AU PREMIER SEMESTRE 2020	6
1. PRESENTATION DE LA COMMISSION DE REGULATION DE L'ENERGIE	6
1.1 MESSAGE DU COLLEGE	6
1.2 LES MISSIONS DE LA CRE	6
2. LE MARCHE DE L'ELECTRICITE	8
2.1 L'ACCES AUX RESEAUX DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE	8
2.1.1 L'indépendance des gestionnaires de réseaux	8
2.1.1.1 Le suivi des obligations liées à la certification du gestionnaire du réseau de transport	8
2.1.1.2 Le suivi du respect du code de bonne conduite des gestionnaires de réseau de distribution	9
2.1.2 Les aspects techniques	10
2.1.2.1 La qualité de l'électricité	10
2.1.2.2 Le raccordement et l'accès aux réseaux publics d'électricité	15
2.1.2.3 Le cadre applicable aux énergies renouvelables	17
2.1.3 Les tarifs d'accès aux réseaux	19
2.1.3.1 Les tarifs d'utilisation des réseaux de transport d'électricité	19
2.1.3.2 Les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution d'électricité	20
2.1.3.3 Les travaux portant sur la tarification de l'autoconsommation	21
2.1.4 Les aspects transfrontaliers	21
2.1.4.1 Bilan de l'utilisation et de la gestion des interconnexions aux frontières françaises en 2020	21
2.1.4.2 Les règles d'allocation et de calcul de capacité	22
2.1.4.3 Le développement des interconnexions françaises	27
2.1.5 La surveillance et le contrôle du respect des obligations des acteurs	29
2.1.5.1 La mise en œuvre des codes de réseau	29
2.2 LA CONCURRENCE ET LE FONCTIONNEMENT DU MARCHE DE L'ELECTRICITE	35
2.2.1 Le marché de gros	35
2.2.1.1 Production - consommation	35
2.2.1.2 Les prix de marché <i>day-ahead</i>	36
2.2.1.3 Les marchés organisés	36
2.2.1.4 Le marché gré-à-gré	36
2.2.1.5 Le négoce transfrontalier	37
2.2.1.6 L'accès régulé à l'électricité nucléaire historique	43
2.2.1.7 La surveillance du marché de gros	44
2.2.2 Le marché de détail	45
2.2.2.1 Etat des lieux	45
2.2.2.2 Les prix et les offres	50
2.3 LA SECURITE D'APPROVISIONNEMENT	60
2.3.1 Le suivi de l'équilibre offre / demande d'électricité	60
2.3.1.1 Évolutions relatives à la demande d'électricité	60
2.3.1.2 Évolutions relatives à l'offre d'électricité	60

2.3.2 La surveillance des investissements dans les capacités de production en relation avec la sécurité d'approvisionnement.....	61
2.3.2.1 L'équilibrage électrique en temps réel	61
2.3.2.1 Le mécanisme de capacité	63
3. LE MARCHÉ DU GAZ.....	64
3.1 L'ACCES AUX INFRASTRUCTURES DE GAZ NATUREL	64
3.1.1 L'indépendance des gestionnaires de réseaux	64
3.1.1.1 Le suivi des obligations liées à la certification des gestionnaires de réseau de transport	64
3.1.1.2 L'indépendance des gestionnaires de réseaux de distribution et des entreprises locales de distribution (ELD).....	66
3.1.2 Les aspects techniques.....	67
3.1.2.1 Le système de comptage évolué de GRDF	67
3.1.2.2 La qualité de service	67
3.1.3 Les conditions d'accès aux réseaux, aux terminaux méthaniers et aux installations de stockage de gaz naturel	68
3.1.3.1 Les tarifs de raccordement au réseau	68
3.1.3.2 Les tarifs d'accès aux réseaux de transport.....	69
3.1.3.3 Les tarifs d'accès au réseau de distribution.....	72
3.1.3.4 Les tarifs d'accès aux terminaux méthaniers.....	73
3.1.3.5 L'accès des tiers aux installations de stockage	74
3.1.4 Les aspects transfrontaliers.....	76
3.1.4.1 Les règles d'allocation de la capacité de transport	76
3.1.5 La surveillance et le contrôle du respect des obligations des acteurs.....	77
3.1.5.1 La mise en œuvre des codes de réseau – l'évolution des règles d'équilibrage.....	77
3.1.5.3 La mise en œuvre du code de réseau sur l'harmonisation des structures tarifaires des réseaux de transport de gaz.....	77
3.2 LA CONCURRENCE ET LE FONCTIONNEMENT DU MARCHÉ DU GAZ	78
3.2.1 Le marché de gros	78
3.2.1.1 Etat des lieux	78
3.2.1.2 Evolution des prix <i>day-ahead</i> sur le marché de gros du gaz	79
3.2.1.3 Les marchés intermédiés	81
3.2.1.4 Les livraisons aux points d'échange de gaz	82
3.2.1.5 Niveau de concentration du marché français	82
3.2.2 Le marché de détail de gaz naturel	83
3.2.2.1 Etat des lieux	83
3.2.2.2 Les prix et les offres	88
3.3 LA SECURITE D'APPROVISIONNEMENT	94
3.3.1 Le suivi de l'équilibre offre / demande de gaz naturel.....	94
3.3.1.1 Hiver 2019-2020	94
3.3.1.2 Hiver 2020-2021	94
3.3.2 Le niveau de la demande prévue, des réserves disponibles et des capacités supplémentaires envisagées.....	94
3.3.2.1 La demande de gaz naturel en France	94
3.3.2.2 Les capacités de stockage.....	94
3.3.2.3 Les terminaux méthaniers	97
3.3.3 Les mesures de réponse aux pics de demandes et aux déficits d'approvisionnement.....	97
3.3.3.1 Les obligations des opérateurs de transport et de distribution de gaz.....	97

3.3.3.2 Les mesures d'urgence.....	98
4. LA PROTECTION DES CONSOMMATEURS.....	99
4.1 RESPECT DES MESURES PREVUES A L'ANNEXE 1	99
4.2 QUESTIONS ET LES RECLAMATIONS.....	99
4.3 LA PROTECTION DES CLIENTS VULNERABLES	99
4.3.1 Electricité.....	99
4.3.2 Gaz.....	100
4.3.3 Les mesures d'urgence relatives à la pandémie de COVID-19.....	101
5. DECISIONS MARQUANTES EN MATIERE DE SANCTIONS ET DE REGLEMENTS DE DIFFERENDS	101
5.1 DECISIONS MARQUANTES EN MATIERE DE SANCTIONS	101
5.1.1 CoRDIS, décision de sanction du 25 janvier 2021, les sociétés UEM et URM sont condamnées à hauteur, respectivement, de 75 000 euros et 50 000 euros pour avoir entretenu une confusion entre leur identité sociale, leurs pratiques et leur stratégie de marque	101
5.1.2 Conseil d'État, décision du 18 juin 2021, confirmation de la sanction prononcée par le CoRDIS à l'encontre de la société Vitol pour manquement au règlement REMIT	102
5.2 DECISIONS MARQUANTES EN MATIERE DE REGLEMENTS DE DIFFERENDS.....	102

PRINCIPAUX DEVELOPPEMENTS DES MARCHES FRANÇAIS DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ NATUREL EN 2020 ET AU PREMIER SEMESTRE 2021

1. PRESENTATION DE LA COMMISSION DE REGULATION DE L'ENERGIE

1.1 Message du collège

Si l'année 2020 a été pour le secteur énergétique et les consommateurs une année très spéciale, elle a permis tout d'abord de constater la résilience du système énergétique. Cette résilience est le fait non seulement de la performance de ses opérateurs, d'un marché qui a continué de fonctionner, mais aussi d'une régulation qui continue de s'appuyer sur ses valeurs d'indépendance, d'impartialité et de transparence.

La transparence est d'autant plus nécessaire que la crise sanitaire a fait émerger des théories et des attitudes de défiance extrême envers les institutions. Si elle était déjà une demande forte des acteurs de la société civile, elle est dans le secteur de l'énergie un enjeu d'autant plus fort que son organisation est techniquement et économiquement complexe. La question de l'Arenh, et des relations conflictuelles entre EDF et les fournisseurs alternatifs, est l'exemple même de cette complexité, sans que pour autant l'impact sur les consommateurs soit au premier ordre évident. Les nombreux rapports qui ont été publiés par la CRE en 2020, allant de l'analyse de l'ouverture des marchés au respect du critère européen du seuil de 70 % de capacités laissé aux échanges transfrontaliers, ont fait l'objet d'une attention permanente quant à leur lisibilité, d'une part, et leur exactitude, d'autre part.

Le collège a eu également à cœur dans cette période perturbée de maintenir la stabilité de sa pratique décisionnelle. La stabilité ne veut pas dire l'immobilisme, mais elle est aussi nécessaire pour assurer la confiance des acteurs de l'énergie dans la régulation qui les concerne. Cette stabilité a d'autant plus de sens qu'elle s'accompagne d'une capacité à anticiper et expérimenter de nouveaux modes de régulation. Au premier rang, le guichet du bac à sable réglementaire a été l'occasion d'ouvrir la régulation sur des expérimentations. À l'issue de l'analyse approfondie de la vingtaine de dossiers déposés éligibles, la CRE a décidé d'octroyer en mars 2021 des dérogations à neuf projets sur les dix relevant de sa compétence.

La capacité d'anticipation et d'adaptation passe aussi par les coopérations internationales : dans le cadre européen du CEER et de l'ACER, plus international de MedReg, de l'ERRA, de RegulaE.Fr ou de l'OCDE, le collège est résolument engagé pour que ces coopérations soient non seulement un moyen de valoriser les compétences de la CRE, mais aussi et surtout d'échanger, de repérer de bonnes pratiques et d'anticiper les évolutions de notre système énergétique. Les évolutions de la régulation ne doivent pas être subies, mais anticipées avec raison et méthode. Enfin, cette capacité d'anticipation est aussi issue des travaux du Comité de prospective, qui constitue une instance de dialogue ouverte sur des sujets qui certes ne font pas consensus, mais qui nécessitent de pouvoir débattre de façon rationnelle et amènent le collège de la CRE à réfléchir à la régulation de demain.

L'impartialité et l'indépendance de la CRE sont également des facteurs de la confiance des acteurs dans une période qui peut aboutir à des changements fondamentaux pour les deux piliers de notre système énergétique : le nucléaire et le gaz. La CRE s'est ainsi beaucoup investie dans le développement du biogaz et la mise en place des zonages permettant le raccordement des nouvelles unités de méthanisation, pour un potentiel allant bien au-delà des objectifs de la PPE. La CRE a été également beaucoup sollicitée dans l'analyse des coûts du nucléaire historique dans le cadre de la réforme d'EDF. Tous ces travaux nécessitent d'être, au milieu d'enjeux et d'intérêts massifs en termes financiers ou structurels, capable de porter un regard technique impartial et d'en tirer des analyses. L'indépendance permet ensuite de transformer ces analyses en conclusions opérationnelles.

Le rôle de la CRE n'est donc pas seulement d'être une instance technique aux qualités reconnues en la matière, mais aussi d'être un rouage de la confiance des acteurs et des citoyens dans le système énergétique. À l'heure d'une défiance que la crise sanitaire a amplifiée vis-à-vis des experts, le collège a souhaité tout au long de l'année 2020 continuer de porter les valeurs de transparence, d'indépendance et d'impartialité pour que ses décisions soient non seulement des actes techniquement fondés, mais aussi porteurs de sens et de confiance pour tous.

1.2 Les missions de la CRE

La CRE est une autorité administrative indépendante. Créée en 2000, sa mission principale est de concourir « au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel au bénéfice des consommateurs finals et en cohérence avec les objectifs de la politique énergétique ». Pour l'accomplir, la CRE s'appuie sur deux organes indépendants : le collège de la Commission et le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDs). Pour rendre ses décisions, le collège se repose sur l'expertise des directions de la CRE, placées sous l'autorité du président.

La CRE est présidée depuis le 16 février 2017 par Monsieur Jean-François Carencu, nommé par décret du Président de la République. La CRE a également vu sa structure organisationnelle modifiée, afin d'être au plus près des préoccupations du marché et attentive à ses évolutions, notamment celles liées à la transition énergétique. Les questions industrielles et l'Europe sont au cœur des réflexions de la CRE qui a mis en place en 2017 un Comité prospectif qui s'intéresse aux questions environnementales, économiques et sociétales. Pour accompagner cette stratégie et donner à la CRE les moyens d'agir, le Président de la CRE a choisi de réorganiser les services de la Commission.

Les missions de la CRE se déclinent en deux volets. D'une part, une mission de régulation des réseaux d'électricité et de gaz naturel consistant à garantir aux utilisateurs (entreprises, collectivités territoriales, consommateurs, fournisseurs) un accès non discriminatoire aux infrastructures de transport et de distribution qui sont des monopoles naturels, tout en assurant la sécurité d'approvisionnement. D'autre part, une mission de régulation des marchés permettant le développement d'une concurrence libre et loyale au bénéfice du consommateur final. La CRE est tenue de consulter le Conseil supérieur de l'énergie préalablement à ses décisions pour les sujets pouvant « avoir une incidence importante sur les objectifs de politique énergétique » dont la liste figure à l'article R. 134-1 du code de l'énergie. En 2020, pour effectuer ses missions, le collège de la CRE a rendu 333 délibérations.

Avec l'adoption en 2016 de la loi portant statut général des autorités administratives indépendantes (AAI) et des autorités publiques indépendantes, le cadre législatif de la Commission de Régulation de l'Énergie a évolué. Son article 21 prévoit notamment que les AAI adressent au gouvernement et au Parlement, chaque année avant le 1^{er} juin, un rapport d'activité rendant compte de l'exercice de leurs missions et de leurs moyens. Ce rapport comporte un schéma pluriannuel d'optimisation de leurs dépenses qui évalue l'impact prévisionnel, sur leurs effectifs et sur chaque catégorie de dépenses, des mesures de mutualisation de leurs services avec les services d'autres AAI ou API ou avec ceux d'un ministère. Par ailleurs, le collège de commissaires, qui était renouvelé par tiers tous les deux ans, sera amené à l'être par moitié tous les trois ans. Le mandat de deux commissaires a pris fin en mars 2019 et un nouveau commissaire a été nommé le 5 août 2019 par décret du Président de la République.

Depuis la loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat (loi « Énergie et Climat »), le collège de la CRE est composé de cinq commissaires.

Depuis 2018, la CRE régule l'accès au stockage de gaz en application de la loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures et portant diverses dispositions relatives à l'énergie et à l'environnement.

La loi « Énergie et Climat » a confié de nouvelles missions à la CRE. Elle est ainsi en charge du suivi de la mise en œuvre de la fin des tarifs réglementés de vente d'électricité pour certains clients professionnels et des tarifs réglementés de vente de gaz naturel, de la mise en œuvre du dispositif de dérogation au cadre réglementaire pour les sujets qui relèvent de sa compétence et participe à la mise en œuvre du fournisseur de dernier recours en gaz naturel et de secours en électricité et en gaz naturel.

L'ordonnance n° 2021-237 du 3 mars 2021, qui transpose la directive 2019/944 du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, a confié à la CRE de nouvelles missions, en particulier s'agissant de l'approbation des plans de développement du réseau des gestionnaires de réseau de distribution, de l'octroi des dérogations à l'interdiction faite aux GRD de posséder, développer ou exploiter des installations de stockage, ou du suivi des offres à tarification dynamique.

La loi énergie-climat de 2019 et l'ordonnance du 26 février 2020 ont habilité le président de la CRE à transiger sur les demandes de restitution et à engager le paiement des sommes correspondantes dans le cadre des réclamations faites par les contribuables quant à la contribution au service public d'électricité (CSPE), taxe acquittée par tous les consommateurs finaux d'électricité qui a été instituée depuis 2003. Le décret du 30 octobre 2020 a prévu les modalités de remboursement via une plateforme en ligne permettant aux entreprises et aux particuliers de déposer leurs demandes de remboursement et à la CRE de les traiter. Ces nouvelles modalités ont été prévues à la suite d'un contentieux de masse, avec des réclamations déposées par plus 55000 contribuables, d'ici à la fin 2022.

La loi de finances de 2021 prévoit de réviser les contrats d'achat d'électricité photovoltaïque dont la rentabilité est excessive. Cette révision porte sur des installations d'une puissance minimale de 250 kWc. Ce seuil conduit à réviser 1 050 contrats environ qui bénéficieront, pendant une dizaine d'années encore, d'un soutien public annuel de 950 M€. La CRE comprend le motif d'intérêt général lié à la rentabilité excessive des contrats, fondement de leur remise en cause dans le contexte économique difficile lié à la crise sanitaire. Elle contribuera à l'instruction des dossiers concernés et étudiera leur situation spécifique de rentabilité. Les modalités de ces révisions seront fixées par décret.

En outre, depuis le 1^{er} janvier 2017, la CRE est rattachée budgétairement au ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer, plus particulièrement au sein du programme 217 « conduite et pilotage des politiques de l'écologie, du développement et de la mobilité durables » piloté par le ministère. Le pilotage de ce programme tient compte de la spécificité de la CRE et de l'impératif de préservation de son indépendance en application des directives européennes 2009/72 et 2009/73 du 13 juillet 2009 et de l'article L.133-5 du code de l'énergie.

Au 31 décembre 2020, la CRE comptait 156 agents (hors commissaires) dont 73 femmes et 83 hommes (elle comptait 150 agents au 31 décembre 2019 dont 69 femmes et 81 hommes).

2. LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

L'adoption en 2019 du paquet « Une énergie propre pour tous les européens » donne une nouvelle impulsion à la transition énergétique et à la lutte contre le réchauffement climatique tout en organisant le marché de l'électricité d'une manière plus adaptée afin de fournir des signaux d'investissement améliorés et d'apporter davantage de flexibilité aux marchés, en particulier via l'utilisation accrue des interconnexions et la fluidification des échanges électriques intra-européens. L'adoption du paquet a également pour effet de placer le consommateur au cœur des marchés de l'énergie, en lui offrant la possibilité de jouer un rôle plus actif dans la production, de mieux maîtriser sa consommation et ses dépenses énergétiques et d'être mieux informé des évolutions du marché. C'est à travers cet éclairage qu'il convient de revenir sur les résultats considérables accomplis sous le contrôle de la CRE conformément aux textes européens en matière d'accès des tiers aux réseaux (2.1), de structuration d'un marché de gros efficace (2.2.1), de développement de la concurrence sur le marché de détail (2.2.2) et de respect de la sécurité d'approvisionnement (2.3).

2.1 L'accès aux réseaux de transport et de distribution d'électricité

Il existe en France un seul gestionnaire de réseau de transport (GRT) d'électricité, RTE, qui exploite, maintient et développe le réseau à haute et très haute tension. Avec plus de 100 000 km de lignes comprises entre 63 000 et 400 000 volts, le réseau géré par RTE est le plus important d'Europe. Depuis le 31 mars 2017, EDF, la Caisse des dépôts et consignations et CNP Assurances détiennent respectivement 50,1 %, 29,9 % et 20 % du capital de la Co-entreprise de Transport d'Electricité (CTE) qui détient elle-même 100 % du capital de RTE.

Il existe en France 143 gestionnaires de réseau de distribution (GRD) d'électricité de tailles très inégales. Enedis gère 95% du réseau de distribution d'électricité du territoire métropolitain continental, soit 1,4 million de km de lignes, et dessert 37 millions de clients. 5 autres GRD desservent plus de 100 000 clients. Il s'agit des sociétés Gérédis, SRD, Strasbourg Electricité Réseaux, URM et GreenAlp. Enfin, 137 GRD desservent moins de 100 000 clients.

2.1.1 L'indépendance des gestionnaires de réseaux

2.1.1.1 Le suivi des obligations liées à la certification du gestionnaire du réseau de transport

2.1.1.1.1 Le suivi de la mise en œuvre des demandes de la CRE dans la décision de certification de RTE

Le 26 janvier 2012¹, la CRE a certifié RTE en tant que gestionnaire de réseau de transport indépendant de l'entreprise verticalement intégrée (EVI) (modèle de séparation patrimoniale ITO – *Independent Transmission Operator*). Par ailleurs, à la suite de l'entrée de la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC) au capital de CTE, actionnaire unique de RTE, le 31 mars 2017, la CRE s'est assurée que la société RTE respectait les obligations découlant des règles d'indépendance prévues par le code de l'énergie et a donc maintenu la certification de RTE, par une délibération du 11 janvier 2018².

Par délibération du 2 juillet 2020³, la CRE a maintenu la certification de RTE à la suite de la réorganisation des participations de la CDC. Cette opération n'a pas eu de conséquences ni sur l'organisation et la gouvernance de RTE ni sur le périmètre de l'EVI à laquelle appartient RTE.

L'indépendance du GRT par rapport à l'EVI se caractérise par une organisation interne et des règles de gouvernance spécifiques ainsi que par une autonomie suffisante de fonctionnement et de moyens.

La CRE s'assure régulièrement que le GRT respecte ses obligations en matière d'indépendance vis-à-vis de l'EVI. À cette fin, elle vérifie que l'opérateur tient les engagements qu'il a pris et qui ont été rappelés dans les délibérations de certification et qu'il prend, dans les délais déterminés, les mesures définies par la CRE dans ces mêmes délibérations. L'octroi de la certification était en effet assorti de ces conditions.

Dans ce cadre, la CRE procède également à l'examen de l'ensemble des contrats qui sont conclus entre RTE et l'EVI EDF ou les sociétés qu'elle contrôle. Cet examen concerne aussi bien les nouveaux contrats que les renouvellements de contrats existants déjà examinés à l'occasion de décisions antérieures. En application de l'article L.111-17 du code de l'énergie, la CRE contrôle la conformité des accords commerciaux et financiers avec les conditions du marché et le cas échéant, les approuve. Elle s'assure également que les prestations de services conclues entre RTE et l'EVI sont autorisées et fournies dans les conditions définies par l'article L.111-18 du code de l'énergie.

¹ Délibérations de la CRE du 26 janvier 2012 portant décision de certification de la société RTE

² Délibération de la CRE du 11 janvier 2018 portant décision sur le maintien de la certification de la société RTE

³ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 2 juillet 2020 portant décision sur le maintien de la certification de la société RTE

Au cours de l'année 2020, vingt et un contrats conclus entre RTE et l'EVI ou entre RTE et les filiales de l'EVI ont été examinés par la CRE. L'ensemble de ces contrats a fait l'objet d'une décision favorable de la CRE.

2.1.1.1.2 Le suivi du respect du code de bonne conduite du gestionnaire de réseau de transport

En application des articles L.111-34 à L.111-38 du code de l'énergie, RTE s'est doté d'un responsable chargé de veiller, sous réserve des compétences attribuées en propre à la CRE, à la conformité des pratiques de l'opérateur avec les obligations d'indépendance auxquelles il est soumis vis-à-vis des autres sociétés appartenant à l'EVI. La CRE a approuvé, par délibération du 29 juin 2016⁴, la proposition de nomination ainsi que le contrat de travail du responsable de la conformité proposée par RTE. A ce titre, la CRE s'est assurée de son indépendance, de ses aptitudes professionnelles ainsi que des conditions contractuelles régissant son mandat, lesquelles lui permettent d'après l'analyse conduite par la CRE d'exécuter l'ensemble de ses missions. Le responsable de la conformité est notamment chargé de vérifier l'application par RTE des engagements figurant dans le code de bonne conduite, d'établir un rapport annuel sur la mise en œuvre de ce code qu'il transmet à la CRE, de vérifier la bonne exécution du schéma décennal de développement du réseau de transport d'électricité et d'aviser, sans délai, la CRE de tout projet de décision reportant ou supprimant la réalisation d'un investissement prévu dans ce schéma décennal et de toute question portant sur l'indépendance du GRT. Le mandat de l'actuel responsable de la conformité arrivant à son terme au 30 septembre 2021, RTE a transmis à la CRE sa proposition de nomination ainsi que le contrat de travail du nouveau responsable de la conformité, qui ont été approuvés par la CRE dans sa délibération du 24 juin 2021⁵ en application de la même procédure que susmentionnée.

Par ailleurs, en application de l'article L. 134-15 du code de l'énergie, la CRE a publié la douzième édition du rapport sur le respect des codes de bonne conduite et sur l'indépendance des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel (RCBCI) en avril 2021. La CRE considère que, en 2019 et 2020, l'indépendance de RTE vis-à-vis de ses actionnaires EDF, Caisse des dépôts et consignations et CNP Assurances, s'est améliorée. A titre d'exemple, les salariés de RTE ne participent aux réunions organisées par l'EVI qu'en tant qu'intervenants externes. De plus, les délais de transmission à la CRE des contrats entre le RTE et l'EVI se sont améliorés (un contrat seulement a été transmis à l'approbation de la CRE après la date d'entrée en vigueur du contrat), permettant à la CRE d'exercer efficacement son mandat de contrôle. Par ailleurs, concernant le respect du code de bonne conduite, la CRE constate que RTE a tenu ses principaux engagements en 2019 et 2020 en matière de transparence, d'objectivité, de non-discrimination et de protection des informations commercialement sensibles.

Ainsi, les recommandations formulées par la CRE à RTE dans ce rapport visent principalement à :

- pérenniser des mesures prises ou envisagées par RTE pour garantir d'indépendance avec l'EVI, notamment en termes de procédures encadrant les ressources humaines, par exemple sur la conformité des fonds détenus par des salariés rejoignant RTE avec les dispositions du code de l'énergie ;
- reconduire des précédentes recommandations qui n'ont pas été mises en place par RTE, par exemple sur la mise à jour des trames-type de proposition technique et financière et convention de raccordement applicables à certains utilisateurs du réseau, ainsi que la mise à jour des trames-type de contrat-cadre de traitement des accords en amont du J-1 ;
- améliorer des points spécifiques identifiés par la CRE, notamment en matière de formation des salariés de RTE au code de bonne conduite et d'indépendance.

2.1.1.2 Le suivi du respect du code de bonne conduite des gestionnaires de réseau de distribution

Comme rappelé en 2.1, le réseau de distribution d'électricité en France métropolitaine est géré à 95% par Enedis. Les quelques 5% restants sont raccordés à l'une des 120 Entreprises Locales de Distribution (ELD). Parmi elles, 5 desservent plus de 100 000 clients (Strasbourg Electricité Réseaux, URM, SRD, Gérédis et GreenAlp) et sont juridiquement séparés.

Dans le cadre de sa mission générale portant sur le bon fonctionnement des marchés, la CRE s'assure que les gestionnaires de réseaux de distribution sont indépendants de leur maison mère. Ils doivent ainsi se distinguer des sociétés exerçant une activité de fourniture ou de production de gaz ou d'électricité au sein de l'entreprise verticalement intégrée (EVI) à laquelle ils appartiennent. Cette vérification s'effectue à partir de l'organisation interne et des règles de gouvernance, de l'autonomie de fonctionnement et de la mise en place d'un responsable de la conformité chargé des obligations d'indépendance et du respect du code de bonne conduite.

La CRE a constaté, dans la douzième édition de son rapport sur le respect des codes de bonne conduite et sur l'indépendance des gestionnaires de réseaux (RCBCI) publiée en avril 2021, que les gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité respectent de manière globalement satisfaisante les règles d'indépendance et de bonne conduite. Ce constat avait également été formulé à l'occasion de la onzième édition du même rapport. Ainsi, depuis

⁴ Délibération de la CRE du 29 juin 2016 portant décision relative à l'approbation de la proposition de nomination et du contrat de travail du responsable de la conformité de RTE

⁵ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 24 juin 2021 portant approbation de la proposition de nomination du responsable de la conformité de la société RTE

plusieurs années, les principes de base de l'accès aux réseaux sont bien respectés en France et la CRE reste très vigilante pour que cette situation perdure.

A l'occasion de l'élaboration de la douzième édition du RCBCI, la CRE n'a constaté aucune nouvelle situation de non-conformité majeure et note que les GRD d'électricité ont, pour la plupart, remédié ou lancé des actions visant à remédier aux situations de non-conformité identifiées dans les précédents rapports :

- le seuil au-delà duquel les projets d'investissement SI d'Enedis font l'objet d'une validation par son conseil d'administration a bien été revu à la hausse, conformément aux demandes de la CRE ;
- sur le sujet de la confusion des marques du groupe UEM entre UEM (le fournisseur) et URM (le GRD), une décision du CorDis a été rendue et les travaux ont été engagés par le GRD pour changer de nom et de logo.

Enfin, la CRE note à nouveau dans son rapport la quasi-inexistence de concurrence sur le segment résidentiel dans les territoires des entreprises locales de distribution (ELD) de gaz, similairement au cas des ELD d'électricité, bien que ces dernières respectent la plupart des règles formelles d'indépendance et de bonne conduite. Ainsi, sur les territoires des ELD d'électricité, les clients n'ont donc pas de réel choix de leur fournisseur. Après avoir consulté les acteurs du secteur pour faire évoluer cette situation, la CRE a lancé un certain nombre de travaux sur le sujet et a notamment adopté le 10 juin 2021 une délibération⁶ visant à donner des orientations afin de remédier à cette situation.

2.1.2 Les aspects techniques

2.1.2.1 La qualité de l'électricité

2.1.2.1.1 Les niveaux de la qualité de l'électricité en France

La qualité d'alimentation est une composante essentielle de la mesure de la qualité de service délivrée par les opérateurs de réseaux dans la mesure où elle affecte les processus industriels et les usages domestiques. La qualité d'alimentation, ou qualité d'électricité, représente ainsi un enjeu important pour les activités des acteurs de marché, que cela concerne le réseau public de distribution ou celui du transport.

Dans le cadre du TURPE 6 HTA-BT⁷ la qualité d'alimentation fait l'objet d'une régulation incitative basée sur 4 indicateurs incités financièrement :

- durée moyenne de coupure en BT (dit « critère B ») ;
- durée moyenne de coupure en HTA (dit « critère M ») ;
- fréquence moyenne de coupure en BT (dit « critère F-BT ») ;
- fréquence moyenne de coupure en HTA (dit « critère F-HTA »).

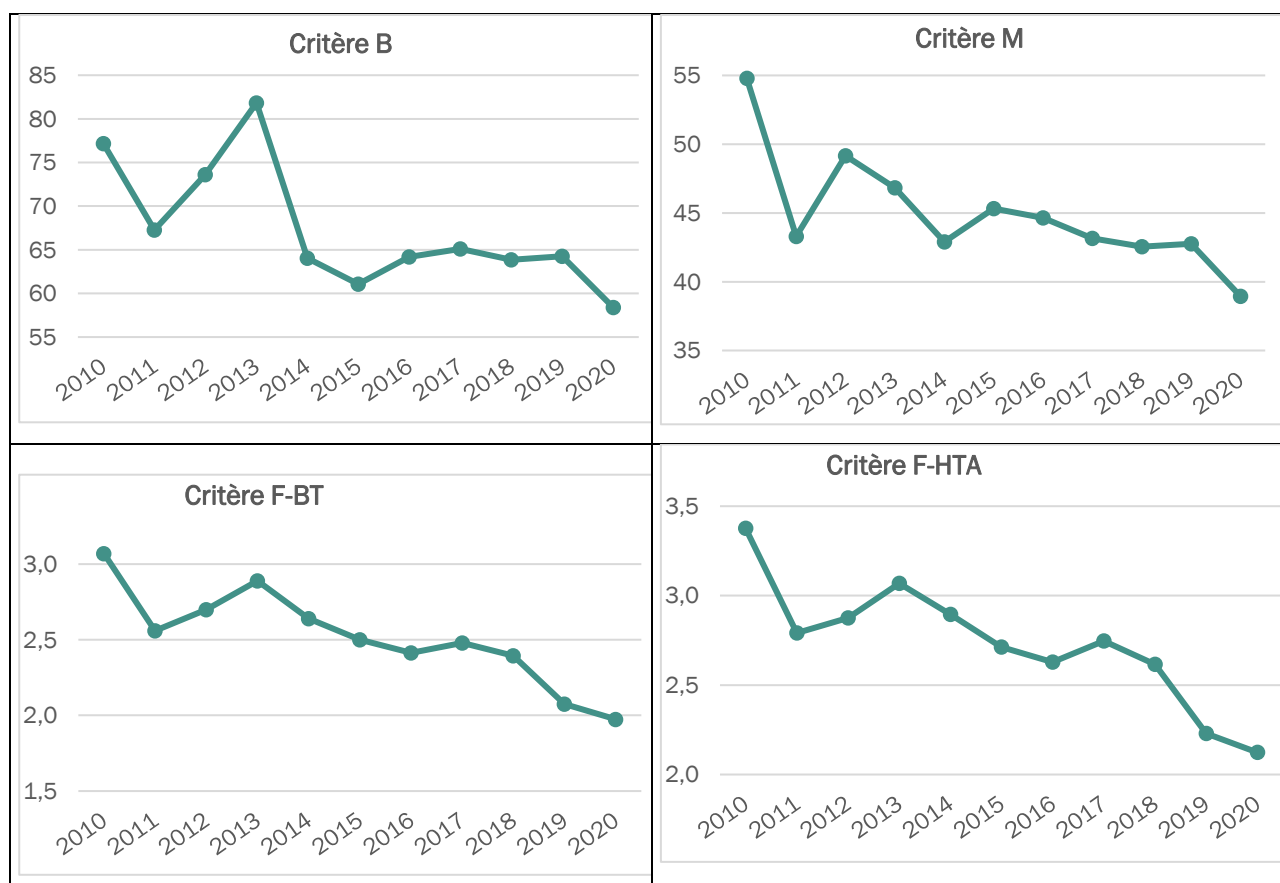
À ces indicateurs s'ajoutent 7 indicateurs suivis par la CRE.

L'évolution des indicateurs incités est présentée dans les figures ci-dessous. Ils traduisent, sur les quatre dernières années, une stabilisation de la durée de coupure en basse tension (critère B) et une amélioration de la durée de coupure en HTA (critère M), ainsi que de la fréquence de coupure sur l'ensemble du réseau d'Enedis. L'année 2020, particulièrement calme sur le plan météorologique, a vu une forte amélioration des critères B et M. Ces performances moyennes cachent toutefois des disparités entre les utilisateurs qui s'expliquent notamment par le fait que les réseaux sont naturellement plus robustes en zone urbaine.

La délibération TURPE 6 a été l'occasion de fixer de nouveaux objectifs pour les 4 indicateurs incités pour les années 2021 à 2024.

⁶ Délibération de la CRE n° 2021-121 du 10 juin 2021 portant orientations sur les mesures à mettre en place par les GRD pour permettre le développement de la concurrence sur les territoires des ELD

⁷ Délibération de la CRE n° 2021-13 du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA-BT)



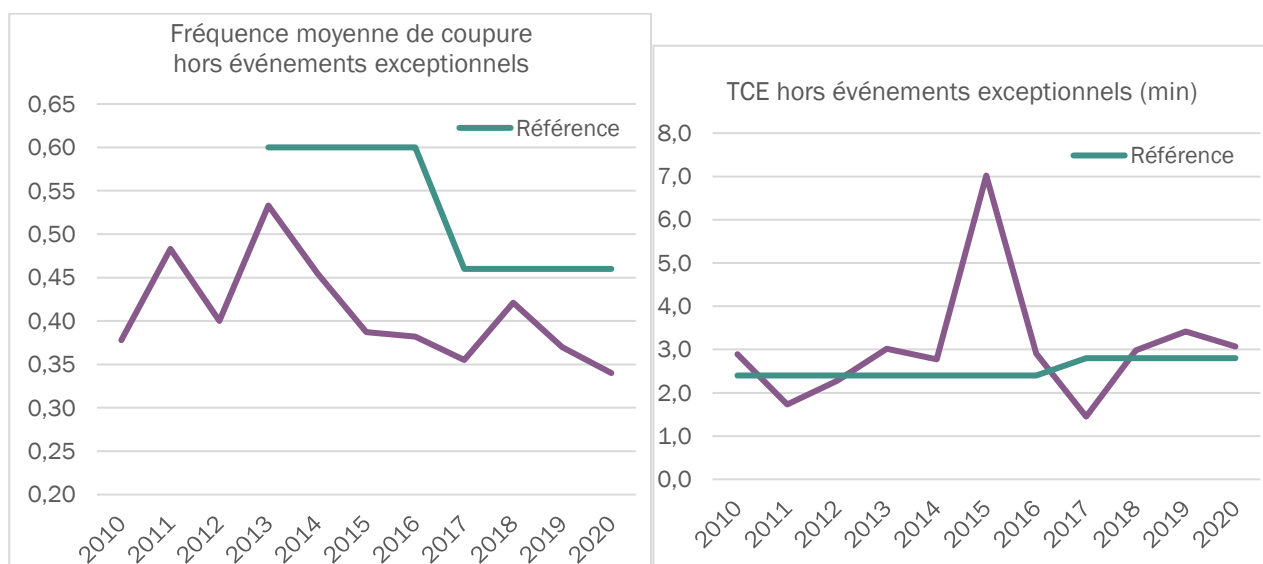
Sur le réseau public de transport, l'enjeu est particulièrement fort pour les consommateurs industriels, pour qui une alimentation de qualité insuffisante peut avoir des conséquences sur leur production ou leur outil industriel. La qualité d'électricité sur le réseau public de transport est suivie par RTE à travers deux indicateurs : la durée moyenne de coupure (TCE), et la fréquence moyenne de coupure (critère-F), hors évènements exceptionnels.

Afin d'inciter RTE à améliorer le niveau de la qualité d'électricité sur le réseau public de transport en France, la CRE a mis en place un mécanisme de régulation incitative, depuis TURPE 3 HTB pour la durée moyenne de coupure, et depuis TURPE 4 HTB pour la fréquence moyenne de coupure. Ce mécanisme consiste à comparer les écarts entre les niveaux observés et des niveaux cibles pour chaque indicateur, et à valoriser ces écarts sous forme de primes ou de pénalités annuelles pour RTE.

Pour le TURPE 5 HTB⁸, les niveaux cibles ont été fixés à 2,8 min pour le TCE et 0,46 pour la fréquence de coupure, la force de l'incitation est valorisée à 75% de l'Energie Non Distribuée et un plafond de la prime/pénalité de 45 M€ est appliqué, afin de couvrir l'opérateur de risques extrêmes.

L'évolution de ces deux indicateurs de qualité est présentée dans les graphiques ci-dessous :

⁸ Délibération de la CRE du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB.



Le TCE est assez volatil, tandis que le critère-F s’améliore globalement depuis 2013.

Dans le cadre des travaux préparatoires à l’élaboration du TURPE 6 HTB⁹, la CRE avait consulté les acteurs du marché de l’électricité au mois d’octobre 2019¹⁰ sur des sujets de qualité de service et de qualité d’alimentation notamment. Le constat fait par la CRE était que le niveau de qualité d’alimentation atteint actuellement sur la durée moyenne de coupure et la fréquence moyenne de coupure était jugé satisfaisant et ne devait pas nécessairement être amélioré par RTE pour la prochaine période tarifaire.

Ainsi, afin d’inciter RTE à maintenir le niveau de qualité actuel tout en maîtrisant ses investissements dans le réseau, la CRE a mis en place une régulation incitative asymétrique pour le TURPE 6 HTB : RTE ne percevra pas de prime s’il bat les niveaux cibles sur l’un ou l’autre des deux indicateurs. Tous les autres paramètres du dispositif : cibles, force de l’incitation et plafond du montant de l’incitation, restent inchangés par rapport au TURPE 5 HTB.

2.1.2.1.2 Le mécanisme de pénalité pour les coupures longues

Dans le cadre du TURPE 6 HTA-BT, la CRE a reconduit le mécanisme d’indemnisation des clients en cas de coupures longues. Ainsi, Enedis verse aux consommateurs une indemnisation par période de 5 heures d’interruption due à une défaillance des réseaux publics de distribution, y compris lors d’événements exceptionnels et de défaillance due au réseau public de transport. La pénalité versée aux consommateurs est forfaitaire, déclinée par niveau de tension et par tranche de 5 heures de coupure (dans le domaine de tension BT : 2 € HT par kVA pour une puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA, 3,5 € HT par kVA pour une puissance souscrite supérieure à 36 kVA et dans le domaine de tension HTA : 3,5 € HT par kVA de puissance souscrite). Afin de prendre en compte les situations extrêmes, en cas de coupure de plus de 20 % de l’ensemble des consommateurs finals alimentés directement ou indirectement par le réseau public de transport, la pénalité susmentionnée ne sera pas versée aux consommateurs concernés. En 2020, les pénalités versées par Enedis aux clients résidentiels ont représenté un montant total de 60 M€.

Le versement de cette pénalité ne prive pas les consommateurs de la faculté de rechercher la responsabilité de leur gestionnaire de réseau public selon les voies de droit commun.

Afin de limiter leur exposition financière, les ELD et EDF SEI gardent la possibilité, en cas de coupure liée à un événement exceptionnel, de réduire les montants des pénalités applicables par rapport au montant des pénalités normales définies ci-dessus. Les montants des pénalités réduites applicables dans ces situations devront être proportionnels aux montants des pénalités normales et ne pourront être inférieurs à 10 % de ces montants. Les montants des pénalités normales resteront applicables pour les coupures autres que celles liées à un événement exceptionnel.

Enedis est couvert forfaitairement d’un montant de 75 M€/an. Au-delà d’un montant total de pénalités versées supérieures à 117 M€ Enedis est couvert au compte de régularisation des charges et des produits (« CRCP ») pour la partie des pénalités dépassant 117 M€.

En parallèle de l’incitation sur les deux indicateurs de qualité d’alimentation, la CRE a introduit depuis le TURPE 5 HTB, une disposition consistant à faire porter par RTE le coût des conséquences des coupures longues (supérieures

⁹ Délibération de la CRE du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d’utilisation des réseaux publics de transport d’électricité (TURPE 6 HTB)

¹⁰ Consultation publique n°2019-019 du 17 octobre 2019 relative à la qualité de service et aux actions des gestionnaires de réseaux en faveur de l’innovation des acteurs pour le secteur de l’électricité

à 5 heures) sur le réseau public de distribution issues du réseau public de transport. RTE doit rembourser aux gestionnaires de réseaux de distribution les indemnités versées par ces derniers à leurs clients.

Pour la période TURPE 5, ce dispositif prévoit une couverture par le TURPE HTB du remboursement de ces indemnités sur la base d'une trajectoire de 7,5 M€/an et une inclusion au compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) de la part des remboursements excédant 15 M€/an.

Dans le cadre des travaux préparatoires à l'élaboration du TURPE 6 HTB, RTE avait indiqué être favorable au maintien du dispositif dans la mesure où il responsabilise l'opérateur sur l'ensemble des conséquences des coupures sur le réseau qu'il gère. Toutefois, RTE proposait, d'une part, de revoir à la baisse le niveau du montant annuel d'indemnités couvert par le tarif, en cohérence avec les montants observés et estimés par RTE sur la période du TURPE 5 ; et, d'autre part, d'abaisser le montant du plafond afin d'être davantage couvert contre les événements climatiques qui, selon lui, sont responsables de l'essentiel des charges supportées sur la période du TURPE 5 et pour lesquels il ne dispose d'aucun levier. Après consultation publique¹¹, la CRE a donc décidé d'adapter le dispositif pour le TURPE 6 HTB, en prévoyant une couverture par le TURPE HTB du remboursement des indemnités sur la base d'une trajectoire de 1,8 M€/an et une inclusion au CRCP de la part des remboursements excédant 9 M€/an.

2.1.2.1.3 L'incitation à une meilleure continuité d'alimentation et qualité de service

Dans le cadre des travaux préparatoires au TURPE 6, la CRE a publié le 17 octobre 2019 une consultation publique portant sur la régulation incitative de la qualité de service dans le secteur de l'électricité. Les réponses à cette consultation publique ont permis de dégager trois axes d'amélioration de la qualité de service d'Enedis : (i) le traitement des raccordements, (ii) la gestion de la relation client et (iii) la mise à disposition de données par l'opérateur. La délibération TURPE 6 actualise le cadre de régulation mis en place en TURPE 5 et introduit de nouveaux indicateurs permettant de traiter les axes dégagés à la suite de la consultation publique.

Concernant la continuité d'alimentation, la CRE a reconduit avec le TURPE 6, pour Enedis, des incitations financières sur la durée moyenne de coupure aux niveaux de tension BT et HTA, ainsi que sur les fréquences moyennes de coupure en HTA et en BT. Les objectifs fixés à Enedis sur ces indicateurs ont été modifiés pour tenir compte de la performance d'Enedis durant la période TURPE 5. De plus, afin de limiter le risque financier pour Enedis lié à la mise en place des quatre incitations susmentionnées, un plafond/plancher global des incitations financières (bonus/malus) supportées par l'opérateur a été fixé à ± 83 M€ pour neutraliser l'impact des performances extrêmes qui se produisent moins de 1 % du temps. La CRE incite aussi les ELD desservant plus de 100 000 utilisateurs et EDF SEI à mettre en place les indicateurs suivis par Enedis. Jusqu'au 31 décembre 2019, la définition d'un événement exceptionnel utilisée pour EDF SEI était la même que celle utilisée par Enedis. À partir de 2020 celle-ci est modifiée pour être en adéquation avec les spécificités de son territoire de desserte¹².

De plus, pour les ELD ayant fait le choix d'opter pour une péréquation de leurs coûts d'exploitation établie à partir de l'analyse de leurs comptes, la CRE a instauré des incitations financières inspirées de celles d'Enedis et adaptées aux caractéristiques spécifiques de leur réseau. Les travaux sont en cours pour définir le cadre de régulation des ELD applicable pour la période 2022-2025, les délibérations fixant ce cadre seront publiées d'ici la fin de l'année 2021.

Le TURPE 6 a mis en place une régulation incitative de la mise à disposition des données, celle-ci vise à s'assurer que les possibilités des compteurs communicants déployés par Enedis sont effectivement exploitées pour offrir la meilleure qualité de service aux utilisateurs. Cette régulation s'appuie sur 4 indicateurs incités financièrement :

- taux de disponibilité en J+1 des Courbes de Charge Linky ;
- taux de transmission en J+1 des index et autres données de compteur (avant 9h) ;
- taux de télérelevé pour facturation réussis pour les compteurs BT > 36 kVA ;
- taux de transmission des courbes de charge en J+1 pour le marché d'affaires.

De la même manière que dans le TURPE 5, la CRE se réserve la possibilité, d'une part, d'ajouter ou de supprimer des indicateurs en cours de période tarifaire et, d'autre part, de décider de mettre en œuvre ou de supprimer des incitations financières sur des indicateurs existants si cela s'avérait nécessaire notamment dans le cadre de l'application de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV).

La performance d'Enedis sur l'année 2020 est contrastée, avec la majorité des résultats en dessous des objectifs de référence. La qualité de service d'Enedis a aussi été impactée par les effets de la crise sanitaire, en particulier sur les indicateurs relatifs au relevé des compteurs ou au raccordement. La performance d'Enedis en 2020 génère un malus de 5,4 M€.

¹¹ Consultation publique n° 2020-015 du 1er octobre 2020 relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité (TURPE 6 HTB) : <https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/prochain-tarif-d-utilisation-des-reseaux-publics-de-transport-d-electricite-turpe-6-htb>

¹² Délibération de la CRE n° 2019-301 du 19 décembre 2019 portant décision de modification de la délibération du 22 mars 2018 sur les niveaux de dotation au titre du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) pour EDF SEI au titre des années 2018 à 2021 et sur le cadre de régulation associé

Pour la période du TURPE 5 HTB, la qualité de service (en dehors de la régulation incitative sur la qualité d'alimentation) était suivie par RTE à travers cinq indicateurs :

- les réclamations clients (taux de réponse dans les délais) ;
- les seuils d'engagement relatifs à la qualité de l'électricité portant sur le respect des engagements contractuels ;
- les délais de réalisation d'une intervention de dépannage sur un compteur ;
- l'accès au marché (taux de disponibilité des portails du mécanisme d'ajustement et fiabilité des données de tendance du mécanisme d'ajustement) ;
- les raccordements (mise en service et transmission des propositions techniques et financières dans les délais).

Les parties prenantes ont exprimé, lors de la consultation publique de la CRE du 17 octobre 2019¹³ relative à la qualité de service pour les réseaux d'électricité, un besoin de suivi renforcé portant sur trois thématiques principales : les délais et coûts moyens de raccordement au réseau, les délais d'installation/changement de compteurs et la qualité de l'onde de tension.

Dans sa consultation publique du 1^{er} octobre 2020¹⁴, la CRE avait donc proposé d'introduire neuf indicateurs ciblant spécifiquement les besoins identifiés précédemment.

Ainsi, pour le TURPE 6 HTB, la qualité de service de RTE sera suivie au travers de quatorze indicateurs :

- Raccordements :
 - suivi du respect des délais inscrits dans la PTF ;
 - suivi du respect des délais inscrits dans la convention de raccordement ;
 - suivi des écarts entre les coûts inscrits dans la convention de raccordement et les coûts réels ;
 - suivi des écarts entre les coûts inscrits dans la PTF +/- 15 % et les coûts réels ;
 - suivi des délais moyens de raccordement par segment (éolien en mer, EnR terrestres, distributeurs et consommateurs) ;
- Comptage :
 - suivi du respect des délais d'intervention de dépannage sur compteurs ;
- Réclamations :
 - suivi du taux de réponse sous 10 jours ;
 - suivi du taux de traitement des réclamations sous 30 jours ;
 - suivi de la durée moyenne globale de traitement des réclamations ;
- Qualité de l'onde de tension :
 - suivi de la durée moyenne de dépassement de la tension maximale, par niveau de tension ;
 - suivi de la fréquence moyenne des tensions se situant dans la plage exceptionnelle haute de tension, par niveau de tension ;
- Continuité d'alimentation :
 - suivi du respect des engagements contractuels du CART relatifs à la qualité d'électricité ;
 - suivi du respect des dates et de la durée des travaux planifiés par RTE sur le réseau public de transport pour les clients industriels ;
 - suivi de l'Énergie Non Évacuée par les producteurs due aux activités de RTE sur le réseau public de transport.

¹³ Consultation publique n° 2019-019 du 17 octobre 2019 relative à la qualité de service et aux actions des gestionnaires de réseaux en faveur de l'innovation des acteurs pour le secteur de l'électricité

¹⁴ Consultation publique n° 2020-015 du 1er octobre 2020 relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité (TURPE 6 HTB) : <https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/prochain-tarif-d-utilisation-des-reseaux-publics-de-transport-d-electricite-turpe-6-htb>

2.1.2.2 Le raccordement et l'accès aux réseaux publics d'électricité

2.1.2.2.1 Les délais de raccordement

L'article L.342-3 du code de l'énergie précise les délais maximaux de raccordement pour les installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable, les délais maximaux pour les autres types de raccordement n'étant pas mentionnés dans la loi.

Il est précisé que dans le cas d'une installation d'une puissance installée inférieure ou égale à 3 kVA, le délai de raccordement ne peut excéder deux mois à compter de l'acceptation de la convention de raccordement par le demandeur. Des indemnités, précisées à l'article R.342-3 du code de l'énergie, sont prévues pour le demandeur du raccordement en cas de dépassement de ce délai. Il s'agit d'une pénalité de 50 euros en cas du dépassement du délai de deux mois, et le cas échéant, à 50 euros par mois complet supplémentaire.

L'article L.342-3 du code de l'énergie prévoit également un délai de raccordement maximal de dix-huit mois pour les installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable de puissance supérieure à 3 kVA. Un décret concernant les dérogations à ces dix-huit mois de délai de raccordement (les cas pour lesquels le délai de dix-huit mois peut être suspendu et/ou prorogé) a été publié le 1^{er} avril 2016 sans que la CRE n'ait été saisie pour avis.

Le décret n° 2016-1316 du 5 octobre 2016 fixant le barème des indemnités dues en cas de dépassement du délai de raccordement d'une installation de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable d'une puissance installée supérieure à 3 kVA, pour lequel la CRE a rendu un avis favorable sous réserve de la prise en compte de certaines modifications le 14 septembre 2016¹⁵, fixe les indemnités dues par le gestionnaire de réseau dans le cas où le délai de raccordement de dix-huit mois est dépassé. Les indemnités se présentent sous la forme d'un pourcentage du coût de raccordement par semaine de retard. Elles sont différenciées selon le domaine de tension du raccordement (domaines HTB3/HTB2, HTB1, HTA et BT). Les installations de production raccordées sur des domaines de tensions plus basses bénéficient d'un taux d'indemnité plus important que pour les raccordements effectués en tensions plus élevées.

La loi du 24 février 2017 a modifié les dispositions législatives concernant les coûts que couvrent le TURPE et a introduit une spécificité pour le raccordement des installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable en mer. En effet, l'article L. 341-2 du code de l'énergie prévoit désormais que ces coûts comprennent notamment : « 4° Les indemnités versées aux producteurs d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable en mer en cas de dépassement du délai de raccordement prévu par la convention de raccordement ou, à défaut, par l'article L. 342-3, lorsque la cause du retard n'est pas imputable au gestionnaire du réseau concerné mais résulte de la réalisation d'un risque que celui-ci assume aux termes de la convention de raccordement. Lorsque la cause du retard est imputable au gestionnaire de réseau, ce dernier est redevable d'une part de ces indemnités, dans la limite d'un pourcentage et d'un plafond sur l'ensemble des installations par année civile, fixés par arrêté du ministre chargé de l'énergie, après avis de la Commission de régulation de l'énergie. Les indemnités mentionnées au présent 4° ne peuvent excéder un montant par installation fixé par décret en Conseil d'Etat. ».

Le décret du Conseil d'Etat mentionné est celui du 26 avril 2017 fixant le barème d'indemnisation en cas de dépassement du délai de raccordement au réseau de transport d'une installation de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable en mer. La CRE a rendu un avis sur ce décret le 9 mars 2017¹⁶. L'arrêté fixant le barème et le plafond du montant des indemnités visées au 4° de l'article L. 341-2 du code de l'énergie, restant à la charge du gestionnaire de réseau a été adopté le 10 novembre 2017 (et publié au JORF le 22 novembre 2017). La CRE a rendu un avis sur cet arrêté le 5 octobre 2017¹⁷. Par ailleurs, l'article 15 de la loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures et portant diverses dispositions relatives à l'énergie et à l'environnement a apporté des évolutions aux articles L. 341-2 et L. 342-3 et créé un nouvel article L. 342-7-1 au code de l'énergie. L'article L. 342-7-1 du code de l'énergie prévoit à ce titre que « les avaries ou dysfonctionnements des ouvrages de raccordement des installations de production en mer entraînant une limitation partielle ou totale de la production d'électricité à partir d'énergie renouvelable donnent lieu au versement d'indemnités par le gestionnaire de réseau au producteur. Les modalités d'application du présent article, y compris les cas de dispense d'indemnisation, sont fixées par décret pris après avis de la Commission de régulation de l'énergie. »

Le décret mentionné est celui du 30 mars 2018 fixant le barème d'indemnisation en cas de dépassement du délai de raccordement au réseau public de transport d'électricité d'une installation de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable implantées en mer dont le coût est supporté par le gestionnaire de réseau et en

¹⁵ Délibération de la CRE du 14 septembre 2016 portant avis sur le projet de décret relatif aux indemnités dues en cas de dépassement du délai de raccordement d'une installation de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable d'une puissance installée supérieure à trois kilovoltampères

¹⁶ Délibération de la CRE du 9 mars 2017 portant avis sur le projet de décret relatif aux indemnités dues en cas de dépassement du délai de raccordement d'une installation de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable en mer.

¹⁷ Délibération de la CRE n° 2017-226 du 5 octobre 2017 portant avis sur le projet d'arrêté fixant le barème et le plafond du montant des indemnités visées au 4° de l'article L. 341-2 du code de l'énergie, restant à la charge du gestionnaire de réseau

cas d'avarie ou de dysfonctionnement affectant la partie terrestre ou maritime des ouvrages de raccordement des installations de production en mer. La CRE a rendu un avis sur ce décret le 15 février 2018¹⁸.

L'article L. 341-2 prévoit quant à lui que le TURPE couvre les indemnités versées aux producteurs d'électricité en application de l'article L. 342-7-1 et que « lorsque la cause du retard ou de la limitation de la production du fait d'une avarie ou d'un dysfonctionnement des ouvrages de raccordement des installations de production en mer est imputable au gestionnaire de réseau, ce dernier est redevable d'une partie de ces indemnités, dans la limite d'un pourcentage et d'un montant en valeur absolue calculés sur l'ensemble des installations par année civile, fixés par arrêté du ministre chargé de l'énergie pris après avis de la Commission de régulation de l'énergie ». En juillet 2021, la CRE n'avait pas encore été saisie pour avis du projet d'arrêté susmentionné fixant la part des indemnités versées aux producteurs et restant à la charge du gestionnaire de réseau.

2.1.2.2.2 Les tarifs de raccordement aux réseaux publics d'électricité

- **Les principes généraux**

Les articles L. 341-2 et L. 342-6 du code de l'énergie disposent que les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité couvrent une partie des coûts de raccordement à ces réseaux, l'autre partie pouvant faire l'objet d'une contribution versée au maître d'ouvrage des travaux de raccordement.

La loi du 24 février 2017 a modifié l'article L. 341-2 du code de l'énergie qui prévoyait depuis 2010 que dans le cas du raccordement d'une installation de production, le demandeur du raccordement est redevable d'une contribution couvrant intégralement les coûts du branchement et de l'extension. La loi prévoit désormais que, comme pour le raccordement d'une installation de consommation, le TURPE couvre une partie des coûts de raccordement d'une installation de production à partir de sources d'énergie renouvelable. Cette possibilité est limitée au raccordement sur le réseau public de distribution, et peut être différenciée selon les niveaux de puissance. C'est l'arrêté du 30 novembre 2017 qui fixe les taux de cette participation par le TURPE (taux de réfaction). La CRE a rendu un avis défavorable au projet d'arrêté qui lui avait été soumis concernant les taux de réfaction pour le raccordement d'installation de production à partir de sources d'énergie renouvelable le 13 avril 2017¹⁹.

L'arrêté du 30 novembre 2017 a été modifié par l'arrêté du 19 mars 2019 sur lequel la CRE a rendu un avis le 28 novembre 2018²⁰. Les modifications proposées par cet arrêté reprennent une partie des demandes de modifications que la CRE avait formulées dans l'avis du 13 avril 2017.

La loi du 24 décembre 2019 a modifié l'article L. 341-2 du code de l'énergie pour permettre la mise en place, à titre temporaire, d'un taux de réfaction spécifique pour le raccordement aux réseaux publics d'électricité des infrastructures de recharge de véhicules électriques et hybrides rechargeables ouvertes au public. L'arrêté du 12 mai 2020 fixe les taux de participation par le TURPE pour cette catégorie de demande de raccordement. La CRE a rendu un avis favorable sous réserve sur ce projet d'arrêté dans sa délibération du 19 mars 2020²¹. L'arrêté du 29 avril 2021 a modifié l'arrêté du 12 mai 2020. La CRE a rendu un avis favorable sur ce projet d'arrêté modificatif dans sa délibération du 18 mars 2021²².

- **Le raccordement aux réseaux de distribution**

En application de l'article L. 342-8 du code de l'énergie, lorsque le gestionnaire du réseau public de distribution est maître d'ouvrage de raccordement, les principes de calcul de la contribution qui lui est due au titre de la part des coûts de raccordement non couverte par le TURPE sont arrêtés par l'autorité administrative (les ministres chargés de l'économie et de l'énergie) sur proposition de la CRE, et peuvent prendre la forme de barèmes (cf. §2.1.2.3.c du rapport annuel à la Commission européenne relatif aux principaux développements des marchés français de l'électricité et du gaz naturel en 2015 et au premier semestre 2016).

Après de nombreux échanges avec différents gestionnaires de réseaux de distribution en 2016 et 2017, la CRE a lancé une large consultation publique sur les conditions financières et techniques des raccordements aux réseaux d'électricité. La CRE présentait trois projets d'arrêtés et un appel à contribution :

¹⁸ Délibération de la CRE n° 2018-030 du 15 février 2018 portant avis sur le projet de décret relatif aux indemnités dues en cas de dépassement du délai de raccordement ou d'avarie des ouvrages de raccordement d'une installation de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable en mer

¹⁹ Délibération de la CRE du 13 avril 2017 portant avis sur le projet d'arrêté relatif à la prise en charge des coûts de raccordements au réseau public d'électricité, en application de l'article L. 341-2 du code de l'énergie

²⁰ Délibération de la CRE du 28 novembre 2018 portant avis sur le projet d'arrêté modifiant l'arrêté du 30 novembre 2017 relatif à la prise en charge des coûts de raccordements aux réseaux publics d'électricité, en application de l'article L. 341-2 du code de l'énergie

²¹ Délibération de la CRE du 19 mars 2020 portant avis sur le projet d'arrêté relatif à la prise en charge par le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité du raccordement aux réseaux publics d'électricité des infrastructures de recharge de véhicules électriques et hybrides rechargeables ouvertes au public et des ateliers de charge des véhicules électriques ou hybrides rechargeables affectés à des services de transport public routier de personnes

²² Délibération de la CRE du 18 mars 2021 portant avis sur le projet d'arrêté modifiant l'arrêté du 12 mai 2020 relatif à la prise en charge par le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité du raccordement aux réseaux publics d'électricité des infrastructures de recharge de véhicules électriques et hybrides rechargeables ouvertes au public et des ateliers de charge des véhicules électriques ou hybrides rechargeables affectés à des services de transport public routier de personnes

- deux projets d'arrêtés sur les principes généraux de calcul de la contribution versée au maître d'ouvrage des travaux de raccordement aux réseaux publics d'électricité (un en distribution et un en transport) ;
- un projet d'arrêté sur une amélioration des prescriptions techniques de raccordement ;
- un appel à contribution sur l'encadrement de la relation entre le gestionnaire de réseaux de distribution et la collectivité chargée de l'urbanisme qui peut être redevable d'une partie de la contribution due lors d'un raccordement.

Après avoir recueilli les différentes contributions, la CRE a proposé aux ministres des projets d'arrêtés en février 2018. Aucune suite n'a été donnée à ce jour.

Après avoir fait évoluer son barème pour définir les prix à partir des coûts constatés des opérations réalisées sur les affaires passées (et non plus d'hypothèse), Enedis a notifié à la CRE un nouveau projet de barème de raccordement répondant à plusieurs demandes de la CRE. Ce barème introduit de nouvelles formules de coûts simplifiées pour le raccordement d'installations de stockage et d'IRVE, pour les demandes anticipées de raccordement, et une mise à jour des prix. Ce projet de barème a été approuvé par la CRE le 24 juillet 2019 et est entré en vigueur le 24 octobre 2019. Une mise à jour légère du barème d'Enedis introduisant des formules de coûts simplifiées pour la maîtrise d'ouvrage déléguée et la reprise d'étude a ensuite été approuvée par la CRE le 24 octobre 2019 et est entrée en vigueur le 24 janvier 2020.

Figure 1 Les délibérations de la CRE relatives aux barèmes de raccordement

Approbation par la CRE du dernier barème de raccordement notifié	Gestionnaires de réseau desservant plus de 100 000 clients	Date d'entrée en vigueur du dernier barème de raccordement notifié à la CRE
Délibération du 24 octobre 2019	Enedis	24 janvier 2020
Délibérations du 27 juillet 2017 (x 3)	Électricité de France - Systèmes Énergétiques Insulaires (EDF SEI)	27 octobre 2017
Délibération du 4 février 2010	Strasbourg Électricité Réseaux (SER)	4 mai 2010
Délibération du 20 février 2020	Gérédis Deux-Sèvres	20 mai 2020
Délibération du 7 mai 2020	SRD	7 octobre 2020
Délibération du 29 avril 2010	URM	29 juillet 2021

- **Le raccordement au réseau public de transport**

En application de l'article L. 342-7 du code de l'énergie, lorsque le gestionnaire du réseau public de transport est le maître d'ouvrage du raccordement, les principes généraux de calcul de la contribution qui lui est due sont arrêtés par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie sur proposition de la CRE, et peuvent prendre la forme de barèmes. Aucun arrêté d'application n'a été publié à ce jour.

La CRE a également communiqué au ministre chargé de l'énergie, le 15 novembre 2012, une proposition d'arrêté, en application de l'article L. 342-7 du code de l'énergie, sur les principes généraux de calcul de la contribution des travaux de raccordement au réseau public de transport d'électricité mais le ministre n'a pas donné suite à ce projet. A la suite de la consultation publique sur les conditions financières et techniques de raccordement lancé par la CRE en avril 2017, la CRE a proposé un nouveau projet d'arrêté en février 2018, comme mentionné précédemment, aucune suite n'a été donnée à ce jour.

2.1.2.3 Le cadre applicable aux énergies renouvelables

2.1.2.3.1 Le raccordement des énergies renouvelables

La loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement, dite loi Grenelle 2, a institué des schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie (SRCAE) qui fixent des objectifs de production d'énergies de source renouvelable déclinés par des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR). L'objectif de ces schémas est de mutualiser tout ou partie du coût du raccordement entre différents producteurs au sein d'une même région.

L'article L. 321-7 du code de l'énergie prévoit leur élaboration par le gestionnaire du réseau public de transport, en accord avec les gestionnaires de réseaux publics de distribution. Depuis l'ordonnance n° 2019-501 du 22 mai 2019 le schéma est notifié à l'autorité administrative compétente de l'Etat (le préfet de région) qui approuve aujourd'hui la partie financière, soit le montant de la quote-part définie par ce schéma. Les schémas définissent, pour les ouvrages existants et à créer, les capacités réservées pour l'accueil de la production permettant d'atteindre les

objectifs du schéma, ainsi que le périmètre de mutualisation des ouvrages nécessaires au raccordement des installations et dont le coût sera supporté par les producteurs en fonction de la puissance de leurs installations, conformément à l'article L. 342-12 du code de l'énergie.

Depuis la publication de l'ordonnance susmentionnée, les objectifs de capacité globale pour le schéma de raccordement sont fixés par l'autorité administrative compétente de l'Etat en tenant compte de la programmation pluriannuelle de l'énergie, du schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie ou du schéma régional en tenant lieu et de la dynamique de développement des énergies renouvelables dans la région.

Pour la réalisation des schémas S3REnR, le décret n° 2012-533 du 20 avril 2012 (avis de la CRE du 21 février 2012), modifié par le décret n° 2014-760 du 2 juillet 2014 (avis de la CRE du 30 janvier 2014), précise les modalités d'application de l'article L. 321-7 du code de l'énergie, à savoir :

- toutes les installations de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables de puissance supérieure à 100 kVa entrent dans le cadre des S3REnR ;
- les producteurs raccordés dans ce cadre sont redevables du coût des ouvrages propres à leur raccordement ainsi que d'une quote-part proportionnelle à la puissance de leurs installations, de l'ensemble des coûts prévisionnels des ouvrages à créer en application du schéma, dont les méthodes de calcul sont fixées dans les documentations techniques de référence des gestionnaires de réseau ;
- la capacité d'accueil des installations de production entrant dans le cadre des S3REnR est réservée, dès le dépôt de ces schémas auprès des préfets de région, pour une durée de dix ans ;
- les gestionnaires de réseaux publics proposent la solution de raccordement sur le poste le plus proche, minimisant le coût des ouvrages propres, disposant d'une capacité réservée suffisante ;
- dès l'approbation de la quote-part des S3REnR, les gestionnaires de réseaux engagent les études techniques et financières, puis les procédures administratives nécessaires à la réalisation des ouvrages. Les critères déterminant le début des travaux pour la création de nouveaux ouvrages sont précisés dans les documentations techniques de référence des gestionnaires de réseaux.

Le décret n° 2016-434 du 11 avril 2016 portant modification de la partie réglementaire du code de l'énergie relative aux S3REnR, annulé le 22 décembre 2017 par le Conseil d'État, prévoyait :

- des adaptations et des révisions des S3REnR selon certaines conditions ;
- une suspension des délais de traitement des demandes de raccordement lors de l'adaptation d'un S3REnR ;
- si toute la capacité globale d'accueil du S3REnR a été réservée, les producteurs dont les installations de production entrent dans la file d'attente en vue de leur raccordement sont redevables de la quote-part définie par ce schéma.

Ces dispositions ont été réintégrées dans le décret n° 2018-544 du 28 juin 2018 portant modification de la partie réglementaire du code de l'énergie relative aux schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables et aux raccordements multi-producteurs, sur lequel la CRE avait rendu un avis le 21 mars 2018.

L'article 54 de la loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat a modifié les articles L. 342-1 et L. 342-12 du code de l'énergie pour intégrer l'ensemble des installations de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables dans le cadre des S3REnR.

Les S3REnR sont traités dans la partie réglementaire du code de l'énergie aux articles D. 321-10 à D. 321-21-1, et D. 342-22 à D. 342-24. Les articles D. 361-7-1 à D. 361-10 concernent les dispositions relatives à l'outre-mer.

Le décret n° 2020-382 du 31 mars 2020 sur lequel la CRE a rendu un avis le 31 janvier 2019, a modifié la partie réglementaire du code de l'énergie relative aux S3REnR. Ce décret prévoit que :

- les installations de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables de puissance inférieure à 250 kVa entrent dans le cadre des S3REnR, mais sont exonérées du paiement de la quote-part au titre des ouvrages mutualisés à créer ;
- les études relatives aux créations d'ouvrages dans les S3REnR peuvent désormais être menées en anticipation, avant l'adoption du nouveau schéma ;
- les gestionnaires de réseau ont désormais la possibilité de proposer des offres de raccordement qui peuvent faire l'objet de limitation de puissance ponctuelles. La CRE a été saisie d'un projet d'arrêté encadrant ce type d'offre relative, et a rendu un avis défavorable dans sa délibération du 28 mai 2020. En juillet 2021, l'arrêté n'a pas encore été publié.

La loi du 24 février 2017 a modifié le code de l'énergie en indiquant que le TURPE pouvait couvrir une partie des coûts de raccordement des installations de production à partir de sources d'énergie renouvelable. L'arrêté du 30 novembre 2017 modifié qui fixe les taux de réfaction prévoit un taux de réfaction de 40 % sur les ouvrages propres et la quote-part jusqu'à 500 kW. Ce taux de réfaction est ensuite différencié entre les ouvrages propres et la quote-part et décroissant jusqu'à 5 MW où le taux de réfaction est nul.

L'article L. 321-7 du code de l'énergie dispose que la CRE approuve les méthodes de calcul du coût prévisionnel (MCCP) des ouvrages à réaliser dans le cadre des S3REnR par les gestionnaires de réseau de distribution et par le gestionnaire du réseau de transport. Ce document précise le mode de calcul de la quote-part dont sont redevables

les producteurs d'énergie renouvelable, au titre du S3REnR. Par deux délibérations du 21 janvier 2021, la CRE a approuvé sous réserve les projets de MCCP proposés par Enedis²³ et RTE²⁴.

Les premiers schémas régionaux de raccordement ont été approuvés fin 2012. En juillet 2021, tous les schémas régionaux métropolitains ont été approuvés. Parmi ces schémas adoptés, trois schémas ont été révisés.

2.1.2.3.2 L'accès au réseau

L'accès au réseau est un droit garanti à l'ensemble des producteurs. Les demandes de raccordement, notamment lorsqu'il est nécessaire de renforcer les réseaux pour accueillir la production, sont traitées par ordre d'arrivée. Les installations de production d'électricité à partir de sources renouvelables ne sont pas prioritaires par rapport aux autres types d'installations de production d'électricité.

La faculté de limiter l'injection des producteurs d'énergie d'origine renouvelable est mentionnée par les dispositions du règlement (UE) 2019/943 relatives au *redispatching*, qui prévoient notamment que les gestionnaires de réseau peuvent prendre en considération des mesures de réduction de la production dans leur planification du réseau et les activer de manière à soulager une congestion physique sur le réseau ou à assurer la sécurité du système électrique.

Par ailleurs, dans les zones non interconnectées, et afin de garantir la sécurité du système, le taux instantané de pénétration des énergies renouvelables intermittentes (puissance instantanée des énergies renouvelables intermittentes par rapport à la puissance totale transitant sur le réseau) est limité à un seuil au-delà duquel les installations de production d'électricité à partir de sources renouvelables peuvent être déconnectées du réseau. Les programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE) de ces territoires ont fixé un objectif en augmentation, avec un seuil à 45% en 2023 contre 35% en 2018.

2.1.3 Les tarifs d'accès aux réseaux

2.1.3.1 Les tarifs d'utilisation des réseaux de transport d'électricité

Le tarif actuel de transport d'électricité de RTE dit « TURPE 5 HTB » est entré en vigueur au 1^{er} août 2017, pour une durée d'environ quatre ans, en application de la délibération de la CRE du 17 novembre 2016.

La mise à jour annuelle du tarif TURPE 5 HTB en date du 17 mai 2018 a fait évoluer la grille tarifaire du TURPE 5 HTB de + 3,00 % au 1^{er} août 2018, en application des modalités prévues dans le tarif. Celle du 6 juin 2019 a fait évoluer la grille tarifaire du TURPE 5 HTB de + 2,16 % au 1^{er} août 2019 et celle du 14 mai 2020 a fait diminuer la grille tarifaire du TURPE 5 HTB de - 1,08 % au 1^{er} août 2020. Enfin, la délibération de la CRE du 3 juin 2021²⁵ a fixé le solde définitif du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) du TURPE 5 HTB au 1^{er} janvier 2021 à -4,4 M€.

Le tarif du TURPE 5 HTB prendra fin au 31 juillet 2021 et sera suivi du TURPE 6 HTB, qui entrera en vigueur le 1^{er} août 2021, pour une durée d'environ quatre ans, en application de la délibération de la CRE du 21 janvier 2021.

Les travaux menés par la CRE pour l'élaboration du TURPE 6 HTB se sont étalés entre février 2019 et octobre 2020, à travers l'organisation de cinq consultations publiques :

- la première, en date du 14 février 2019²⁶, concernait le cadre de régulation applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées pour la prochaine génération de tarifs ;
- la deuxième, en date du 23 mai 2019²⁷, portait principalement sur les principes et enjeux de la structure des TURPE 6 HTB et TURPE 6 HTA-BT et comprenait, en particulier, des premières orientations relatives à la composante de gestion, la composante de comptage, la forme des grilles de soutirage et la tarification de l'injection ;

²³ Délibération de la CRE du 21 janvier 2021 portant approbation des méthodes de calcul du coût prévisionnel des ouvrages à réaliser par Enedis dans le cadre des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables

²⁴ Délibération de la CRE du 21 janvier 2021 portant approbation des méthodes de calcul du coût prévisionnel des ouvrages à réaliser par RTE dans le cadre des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables

²⁵ Délibération de la CRE du 3 juin 2021 portant décision sur le solde du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) au 1^{er} janvier 2021 du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB et sur le montant de la compensation à verser à Strasbourg Electricité Réseaux en application de l'article D. 341-11-1 du code de l'énergie

²⁶ Consultation publique du 14 février 2019 n° 2019-003 relative au cadre de régulation tarifaire applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées en France : <https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/Cadre-de-regulation-tarifaire-applicable-aux-operateurs-d-infrastructures-regulees-en-France>

²⁷ Consultation publique n° 2019-011 du 23 mai 2019 relative à la structure des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité « TURPE 6 » : <https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/Structure-des-prochains-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite-TURPE-6>

- la troisième, en date du 17 octobre 2019²⁸, portait sur la qualité de service et les actions des gestionnaires de réseaux en faveur de l'innovation des acteurs pour le secteur de l'électricité ;
- la quatrième, en date du 19 mars 2020²⁹, portait principalement sur les évolutions de la composante de soutirage envisagées par la CRE ;
- la dernière, en date du 1^{er} octobre 2020³⁰, présentait la proposition finale de la CRE pour le TURPE 6 HTB. Elle portait ainsi sur le cadre de régulation tarifaire, notamment la qualité de service et l'innovation, le niveau des charges et recettes de RTE et le niveau du tarif en découlant ainsi que la structure tarifaire.

Par ailleurs, la CRE a mené une consultation publique, en date du 9 juillet 2020, portant sur les signaux économiques envoyés aux producteurs d'électricité et sur l'opportunité d'une tarification des injections, en indiquant cependant que les évolutions envisagées n'avaient pas vocation à être mises en œuvre dès le TURPE 6, mais éventuellement ultérieurement.

En sus des réponses à ses consultations publiques, la CRE a mené des analyses approfondies sur les charges prévisionnelles présentées par RTE, et des audits externes³¹ ont également été diligentés.

La CRE a également auditionné RTE ainsi que son actionnaire CTE.

En outre, la CRE a pris en compte, conformément aux dispositions de l'article L. 341-3 du code de l'énergie, les orientations de politique énergétique transmises par la ministre de la transition écologique et solidaire, par courrier reçu en date du 19 juin 2020. Ces orientations ont été publiées sur le site de la CRE³².

Le TURPE 6 HTB reconduit le cadre général de régulation des tarifs TURPE 5, mais doit aussi permettre d'apporter des réponses aux enjeux identifiés comme prioritaires pour les quatre prochaines années :

- le réseau public de transport d'électricité devra jouer un rôle majeur dans la transition énergétique ;
- les investissements nécessaires devront être faits en maîtrisant leurs coûts ;
- la qualité d'alimentation doit être maintenue à un niveau élevé ;
- les évolutions technologiques dégagent des flexibilités nouvelles pour les réseaux ;
- RTE doit continuer à se transformer et à se moderniser ;
- l'évolution des factures doit être maîtrisée pour assurer l'acceptabilité du tarif.

2.1.3.2 Les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution d'électricité

La CRE a défini, par la délibération du 21 janvier 2021³³, un nouveau tarif d'utilisation des réseaux de distribution d'électricité, dit TURPE 6 HTA-BT, applicable au 1^{er} août 2021 pour une durée de quatre ans environ.

Compte tenu de la visibilité indispensable pour les acteurs de marché et de la complexité des sujets à traiter, la CRE a organisé cinq consultations publiques. Il s'agit des mêmes consultations que celles citées dans le paragraphe précédent à l'exception de la cinquième en date du 8 octobre 2020³⁴, présentant la proposition finale de la CRE pour le TURPE 6 HTA-BT. Elle portait ainsi sur le cadre de régulation tarifaire, notamment la qualité de service et l'innovation, le niveau des charges et recettes d'Enedis et le niveau du tarif en découlant, ainsi que la structure tarifaire (43 réponses ont été reçues).

²⁸ Consultation publique n° 2019-019 du 17 octobre 2019 relative à la qualité de service et aux actions des gestionnaires de réseaux en faveur de l'innovation des acteurs pour le secteur de l'électricité : <https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/qualite-de-service-et-aux-actions-des-gestionnaires-de-reseaux-en-faveur-de-l-innovation-des-acteurs-pour-le-secteur-de-l-electricite>

²⁹ Consultation publique n° 2020-007 du 19 mars 2020 relative à la composante de soutirage des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité « TURPE 6 » : <https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/composante-de-soutirage-des-prochains-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite-turpe-6>

³⁰ Consultation publique n° 2020-015 du 1^{er} octobre 2020 relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité (TURPE 6 HTB) : <https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/prochain-tarif-d-utilisation-des-reseaux-publics-de-transport-d-electricite-turpe-6-htb>

³¹ Un audit de la demande relative aux charges d'exploitation de RTE (hors achats liés à l'exploitation du système électrique) pour la période 2021-2024 et un audit de la demande de taux de rémunération des actifs régulés des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution d'électricité.

³² Lettre de la ministre : <https://www.cre.fr/content/download/22581/285281>

³³ Délibération de la CRE n° 2021-13 du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA-BT)

³⁴ Consultation publique n° 2020-017 du 8 octobre 2020 relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA-BT) : <https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/prochain-tarif-d-utilisation-des-reseaux-publics-de-distribution-d-electricite-dit-turpe-6-hta-bt>

Les réponses à ces cinq consultations publiques sont publiées, le cas échéant dans leur version non confidentielle, sur le site de la CRE.

Par ailleurs, la consultation publique menée par la CRE, en date du 9 juillet 2020³⁵ citée précédemment et portant sur les signaux économiques envoyés aux producteurs d'électricité et sur l'opportunité d'une tarification des injections concernait également les aspects relatifs à l'utilisation des réseaux de distribution d'électricité.

En plus des objectifs de prévisibilité et de continuité, la CRE considère que le TURPE 6 HTA-BT doit apporter des réponses aux enjeux prioritaires suivants :

- le rôle des réseaux publics de distribution d'électricité dans la transition énergétique ;
- la maîtrise des coûts lors des investissements dans le réseau public de distribution d'électricité ;
- le maintien du niveau de qualité d'alimentation ;
- le renforcement du niveau de la qualité de service sur les points d'attentes prioritaires des acteurs, comme les délais de raccordement ;
- l'intégration des évolutions technologiques offrant des flexibilités nouvelles au réseau ;
- la pérennisation et l'amplification des bénéfices du programme Linky ;
- une évolution de facture maîtrisée et acceptable pour les utilisateurs.

2.1.3.3 Les travaux portant sur la tarification de l'autoconsommation

La CRE a lancé en 2017 une consultation publique abordant les nombreux enjeux liés à l'essor attendu de l'autoconsommation en France. À la suite de cette consultation, elle a publié en 2018 deux délibérations : une première portant orientations et recommandations sur le cadre contractuel et les mécanismes de soutien associés à l'autoconsommation³⁶, puis une délibération tarifaire³⁷. La CRE fixe dans cette délibération un tarif optionnel spécifique à l'autoconsommation collective en aval d'un même poste de transformation HTA-BT, permettant de valoriser les flux autoconsommés qui ne transitent que par le réseau basse tension.

La CRE a émis en septembre 2019 un avis³⁸ sur un projet d'arrêté visant à étendre le périmètre des opérations d'autoconsommation collective. Elle y rappelle que toute opération d'autoconsommation collective dont le périmètre dépasse celui prévu par sa délibération tarifaire de 2018 ne peut donner lieu, pour ses participants, à l'application du tarif spécifique introduit par cette délibération.

2.1.4 Les aspects transfrontaliers

2.1.4.1 Bilan de l'utilisation et de la gestion des interconnexions aux frontières françaises en 2020

Les échanges d'électricité en Europe en 2020 ont été fortement marqués par les effets de la crise sanitaire. En France, les capacités de production ont connu une faible disponibilité causée par des décalages de maintenance de certaines tranches nucléaires. Les exportations transfrontalières françaises ont également pâti de la moindre demande en électricité des régions limitrophes.

Après deux années de hausse en 2018 et 2019, les exportations françaises d'électricité reculent de 7% en 2020 pour s'établir à 77,8 TWh. Les importations ont quant à elles augmenté de 6,3 TWh en 2020, pour s'établir à 34,6 TWh. La France demeure exportatrice nette vers l'ensemble des régions limitrophes en 2020, et ce depuis 2018. En 2020, la France reste également le pays le plus exportateur d'Europe.

En 2020, les exportations nettes françaises sont à la baisse avec tous les pays, à l'exception de la Suisse qui présente un solde équivalent à celui de 2019. La France demeure toutefois exportatrice nette à toutes ses frontières, avec un recul particulièrement marqué vers l'Espagne (-46%) et la Grande-Bretagne (-22%). En 2020, les échanges sont plus souvent importateurs que l'an passé sur toutes les frontières, en particulier depuis l'Espagne, la Grande-Bretagne et l'Italie.

³⁵ Consultation publique n° 2020-011 du 9 juillet 2020 relative aux signaux économiques envoyés aux producteurs d'électricité : <https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/consultation-publique-relative-aux-signaux-economiques-envoyes-aux-producteurs-d-electricite>

³⁶ Délibération de la CRE n° 2018-027 du 15 février 2018 portant orientations et recommandations sur l'autoconsommation

³⁷ Délibération de la CRE n° 2018-115 du 7 juin 2018 portant décision sur la tarification de l'autoconsommation, et modification de la délibération de la CRE du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT

³⁸ Délibération de la CRE n° 2019-215 du 26 septembre 2019 portant avis sur le projet d'arrêté pris en application de l'article L.315-2 du code de l'énergie fixant le critère de proximité géographique de l'autoconsommation collective

Du fait du recul de la demande d'électricité en raison de la situation sanitaire, les prix constatés sur le marché journalier sont en baisse dans toute l'Europe en 2020. La France présente un prix de gros moyen sur l'année plus faible que la plupart de ses voisins, à l'exception de l'Allemagne et de la Belgique.

Par ailleurs, aux frontières où le couplage des marchés a été mis en œuvre (c'est-à-dire toutes les frontières françaises, sauf celle avec la Suisse), les flux journaliers sont systématiquement orientés du pays où les prix sont les plus bas vers celui où ils sont plus élevés. Cela a rendu automatique le lien entre différentiels de prix de marché journaliers et flux aux frontières.

Concernant la gestion des interconnexions aux frontières françaises, la rente de congestion perçue par RTE a fortement reculé en 2020, suivant la diminution des exports français et des différentiels de prix à la suite de la crise sanitaire. Elle s'établit à 265 M€, contre 352 M€ en 2019 (soit 25% de moins). Cette diminution de la rente de congestion s'observe à toutes les frontières sauf avec la Suisse, elle est surtout marquée aux frontières avec l'Italie (de 99 M€ en 2019 à 64 M€ en 2020) et la région CWE (de 68 M€ en 2019 à 49 M€ en 2020).

2.1.4.2 Les règles d'allocation et de calcul de capacité

2.1.4.2.1 Le calcul des capacités aux échéances de court terme

L'article 15 du règlement « *Capacity Allocation and Congestion Management* » (CACM)³⁹ prévoit la définition de régions de calcul de capacité. Au sein de ces régions, les GRT développent et mettent en œuvre de manière coordonnée des méthodologies de calcul de capacité à court terme (articles 20 à 30 du règlement CACM) et à long terme (articles 10 à 16 du règlement « *Forward Capacity Allocation* » (FCA)⁴⁰).

En application de la décision de l'Agence pour la Coopération des Régulateurs de l'Énergie (ACER) datée du 17 novembre 2016⁴¹, la France fait partie de trois régions de calcul de capacité :

- **Core** (regroupant FR, BE, NL, DE/LU, AT, PL, CZ, SK, HU, SI, HR et RO)
- **Europe du Sud-Ouest** (regroupant FR, ES et PT)
- **Italie Nord** (regroupant FR, IT Nord, AT et SI)

Jusqu'au 31 décembre 2020, la France faisait également partie de la région Manche (regroupant FR, BE, NL et GB). Le Royaume-Uni étant sorti le 1^{er} janvier 2021 du marché intérieur de l'énergie en conséquence de sa sortie de l'Union européenne, les règlements européens n'y sont plus applicables, conduisant à la caducité de la région Manche et de toutes les méthodologies s'y rattachant.

La France fait par ailleurs partie de la région Europe du Centre-Ouest (regroupant FR, BE, NL, DE/LU et AT), qui a mis en œuvre un calcul de capacité coordonné fondé sur les flux (« *flow-based* ») dès mai 2015 et dans laquelle les régulateurs et GRT ont décidé de poursuivre les travaux jusqu'à la mise en œuvre d'un calcul de capacité coordonné dans la région Core. Au sein de cette région, un seuil minimal de marge (« *Remaining Available Margin* » ou RAM) de 20 % de la capacité thermique sur les éléments de réseau considérés dans le calcul de capacité a été mis en œuvre en avril 2018. Cette évolution a très vraisemblablement contribué à l'augmentation des échanges transfrontaliers moyens dans cette région à partir de 2018.

Dans chaque région de calcul de capacité, les méthodologies de calcul de capacité à court terme, couvrant les échéances journalière (J) et infra journalière (IJ), ont fait l'objet de saisines de la part des GRT concernés entre septembre 2017 et mai 2018. Les régulateurs régionaux ont instruit et approuvé de manière coordonnée ces méthodologies, sauf pour la région Core où un désaccord entre les régulateurs a conduit au transfert de ces méthodologies et à leur approbation par l'ACER. Entre début 2020 et mi-2021, la CRE a instruit, en lien avec les régulateurs des régions concernées, des amendements des méthodologies de calcul de capacité à court terme dans les régions Core et Centre-Ouest Europe⁴² afin de refléter les évolutions techniques sous-jacentes. Le tableau ci-dessous présente le type de calcul, le statut de décision et la date de mise en œuvre attendue ou réalisée pour chacune de ces méthodologies.

³⁹ Règlement (UE) 2015/1222 de la Commission du 24 juillet 2015 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion

⁴⁰ Règlement (UE) 2016/1719 de la Commission du 26 septembre 2016 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de capacité à terme

⁴¹ Cette décision a fait l'objet d'un premier amendement le 18 septembre 2017 (intégration du câble NEMO Link reliant BE à GB à la région Manche), d'un deuxième amendement le 1^{er} avril 2019 (intégration du câble Cobra reliant NL à DK à la région Hansa) et d'un troisième amendement le 7 mai 2021 (ré-approbation des régions de calcul de capacité initiales à la suite de la décision du Tribunal de l'UE le 24 octobre 2019, à l'exception de la région Manche).

⁴² <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Approbation/methodologies-de-calcul-de-capacite-journalier-et-infra-journalier-et-de-partage-de-la-rente-de-congestion-journaliere-dans-la-region-centre-ouest>

Figure 2 Type de calcul envisagé et état d'avancement dans les régions dont fait partie la France

Région	Type de calcul	Statut de décision	Etat de mise en œuvre
Core	Fondé sur les flux	J : adoptée par l'ACER en février 2019 ⁴³ ; amendée par les régulateurs régionaux en mai 2021 ⁴⁴	J : février 2022
		IJ : adoptée par l'ACER en février 2019 ⁴⁵	IJ : T1-T2 2023
Europe du Sud-Ouest	NTC coordonné	J et IJ : approuvée en novembre 2018 ⁴⁶	J : mis en œuvre en janvier 2020 IJ : T4 2021
Italie Nord	NTC coordonné	J et IJ : approuvée en novembre 2019 ⁴⁷ ; amendée par les régulateurs régionaux en septembre 2020 ⁴⁸	J : calcul coordonné depuis 2016, nouveau calcul aligné avec CACM mis en œuvre en janvier 2020 IJ : mis en œuvre en novembre 2019

Une fois mises en œuvre, ces méthodologies de calcul de capacité de court terme devront permettre d'augmenter la capacité d'interconnexion mise à disposition du marché en améliorant la coordination des GRT, s'agissant en particulier des hypothèses de flux d'échange et de conditions de réseau, et en facilitant l'optimisation des parades.

En parallèle de la mise en œuvre des méthodologies de calcul de capacité à court terme, un des règlements du Paquet « Une Energie Propre pour Tous les Européens »⁴⁹ a introduit des dispositions à fort impact sur le calcul de capacité. Les GRT sont, depuis le 1^{er} janvier 2020, tenus de garantir qu'au moins 70 % de la capacité thermique sur les éléments de réseau considérés dans le calcul de capacité sont mis à disposition du marché. Cette obligation constitue un changement de paradigme par rapport à la conception initiale du calcul de capacité. Jusqu'à présent, en partant de l'observation des flux sur leurs réseaux internes, les GRT étaient tenus de maximiser les capacités d'interconnexion tout en tenant compte des limites de sécurité d'exploitation. Avec l'introduction d'un niveau minimal de 70 %, une obligation de moyen a ainsi été remplacée par une obligation de résultat.

Si disposer de capacités optimales pour les échanges transfrontaliers est un objectif qui a historiquement été soutenu par la CRE, elle considère que la mise en œuvre de ce niveau minimal doit se faire de manière pragmatique et proportionnée. En effet, son application uniforme pour tous les éléments de réseaux et dans toutes les situations ne permet pas d'augmenter de manière efficace les capacités d'interconnexion. La CRE porte donc une attention particulière aux lignes situées en France pouvant contraindre les capacités d'interconnexion mises à disposition pour les échanges transfrontaliers (dites « lignes limitantes ») ainsi qu'aux pas de temps dans lesquelles les capacités mises à disposition par les gestionnaires de réseau limitent dans les faits les échanges et empêchent la convergence des prix dans la région de calcul de capacité. Hors de ces situations, toute capacité supplémentaire libérée ne permet pas d'augmenter effectivement les échanges transfrontaliers.

Dès le début de l'année 2020, la CRE a engagé un suivi systématique des capacités mises à disposition des échanges transfrontaliers par RTE grâce à des données détaillées pour chaque région de calcul de capacité. Un premier rapport de mise en œuvre du seuil minimal de 70 %, présentant l'approche de suivi et les résultats pour le premier semestre 2020, a été publié en décembre 2020⁵⁰. Un deuxième rapport, couvrant le deuxième semestre 2020, a été rendu public en juin 2021⁵¹. Au deuxième semestre 2020 et dans la continuité du premier semestre, il apparaît que les niveaux de capacités d'interconnexion mis à disposition des échanges transfrontaliers par RTE sont élevés, avec des niveaux moyens compris entre 75 % et 100 % de la capacité maximale des lignes de réseau en fonction des régions de calcul de capacité.

⁴³https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2002-2019%20on%20CORE%20CCM.pdf

⁴⁴ <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Approbation/amendement-de-la-methodologie-de-calcul-de-capacite-journalier-de-la-region-core>

⁴⁵ Voir note de bas de page 43

⁴⁶<https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Approbation/Approbation-de-la-methodologie-de-calcul-de-capacite-aux-echeances-journaliere-et-infra-journaliere-dans-la-region-Europe-du-sud-ouest>

⁴⁷ <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Approbation/calcul-de-capacite-aux-echeances-journaliere-et-infra-journaliere-dans-la-region-italie-nord>

⁴⁸ <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/methodologies-de-calcul-de-capacite-aux-echeances-journaliere-et-infracjournaliere-dans-la-region-italie-nord>

⁴⁹ Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité (refonte)

⁵⁰ <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/mise-en-oeuvre-du-seuil-minimal-de-70-des-capacites-d-interconnexion-pour-les-echanges-aux-frontieres-francaises-point-d-etape-et-perspectives>

⁵¹ <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/mise-en-oeuvre-du-seuil-minimal-de-70-des-capacites-d-interconnexion-pour-les-echanges-aux-frontieres-francaises-point-d-etape-a-fin-2020-et-pe>

RTE, dans les conditions actuelles de structure et d'exploitation du réseau de transport d'électricité français, participe donc pleinement à la construction du marché intérieur de l'électricité. RTE respecte en outre les engagements pris au titre des dérogations qui lui avaient été accordées dans les régions Core/Europe du Centre-Ouest, Italie Nord et Europe du Sud-Ouest pour l'année 2020⁵², soit 20 % sur toutes les lignes du réseau dans la région Core/Europe du Centre-Ouest à chaque pas de temps et 70 % sur les lignes limitantes du réseau dans les régions Italie Nord et Europe du Sud-Ouest dans 70 % des pas de temps pertinents.

Au-delà de la mise en œuvre du seuil minimal de 70 %, RTE a travaillé tout au long de l'année 2020 au développement d'outils permettant d'augmenter sa capacité à assurer de tels niveaux de capacité sans conduire au dépassement des limites opérationnelles sur les lignes de réseau concernées. Ces outils, déjà déployés dans la région Core/Europe du Centre-Ouest, identifient si des actions correctives disponibles permettraient d'assurer la faisabilité opérationnelle de niveaux de capacité plus élevés que ceux découlant du calcul de capacité. À l'avenir, ces outils rendront donc possible une mise à disposition plus systématique de niveaux de capacité égaux à 70 % aux frontières françaises.

Enfin, tenant compte des nombreux échanges avec les parties prenantes européennes et françaises sur la mise en œuvre du seuil minimal de 70 %, RTE a initié un projet de publication en accès libre des données relatives aux capacités disponibles sur toutes les lignes de réseau considérées dans le calcul de capacité des régions Core/Europe du Centre-Ouest, Italie Nord et Europe du Sud-Ouest⁵³. La CRE soutient pleinement cette initiative et estime que l'accès libre aux données permettra à toutes les parties prenantes européennes et françaises de développer une compréhension plus complète des enjeux résultant de la mise en œuvre du 70 %.

2.1.4.2.2 L'allocation des capacités à long terme

Le volume de droits de transport transfrontaliers alloués à long terme par les GRT, sous forme physique ou financière, est aujourd'hui calculé selon des modalités différentes suivant les frontières, avec un degré de coordination variable entre GRT. Le règlement « *Forward Capacity Allocation* », dit règlement FCA⁵⁴, dispose en son article 10 que cette capacité de long terme devra faire l'objet d'un calcul coordonné dans chaque région de calcul de capacité. Chaque méthodologie de calcul de capacité à long terme doit être soumise par les GRT concernés au plus tard 6 mois après l'approbation de la méthodologie de calcul de capacité correspondante pour les échéances de court terme.

Dans les régions de calcul de capacité dont la France fait partie, les méthodologies de calcul et de répartition de la capacité à terme prévues par le règlement FCA ont été approuvées pour les régions Europe du Sud-Ouest et Italie Nord, respectivement en mars et décembre 2020. Pour la région Core, seule la répartition de la capacité à terme a été approuvée en juillet 2020, la méthodologie de calcul de capacité étant en cours de rédaction par l'ACER.

En ce qui concerne l'allocation des capacités, le règlement FCA prévoit notamment l'établissement de règles d'allocation harmonisées au niveau européen (*Harmonised Allocation Rules*, dites HAR) et d'une plate-forme d'allocation unique des droits. Ces HAR ainsi que les exigences fonctionnelles de la plate-forme ont été approuvées fin 2017.

La mise en œuvre des HAR avait été anticipée par les GRT de vingt-deux pays européens, dont RTE, qui avaient proposé dès 2015 une première version de ces règles. Cependant, la nouvelle version approuvée en application du règlement FCA, applicable pour l'allocation des produits avec livraison à partir du 1^{er} janvier 2017, a apporté des améliorations : elle renforce en effet l'harmonisation des règles entre frontières et le régime de fermeté des droits de long terme pour les acteurs de marché (passage d'un plafond mensuel à annuel sur les compensations en cas de réduction de droits, suppression de l'heure limite de fermeté propre aux droits de long terme).

Le 29 octobre 2019, l'ACER a approuvé une nouvelle version de ces HAR. Les modifications introduites clarifient le mécanisme de compensation en cas de réduction des droits et renforcent le devoir d'information des GRT envers les acteurs de marché en cas de réduction des droits.

L'article 61 du règlement FCA prévoit également que les GRT élaborent conjointement une méthodologie pour le partage des coûts encourus afin de garantir la fermeté et la rémunération des droits de transport à long terme. Cette méthodologie, approuvée le 23 octobre 2020 par l'ACER, prévoit un mécanisme de socialisation de la rente de congestion journalière dans les régions de calcul de capacité régies par une méthodologie « *flow-based* » ou à une interdépendance des allocations entre frontières.

⁵² Délibération de la CRE du 12 décembre 2019 portant décision d'octroi de dérogations aux niveaux minimaux de capacité disponible pour les échanges entre zones dans les régions de calcul de capacité Core, Italie Nord et Europe du Sud-Ouest, <https://www.cre.fr/Documents/De-liberations/Decision/derogations-aux-niveaux-minimaux-de-capacite-disponible-pour-les-echanges-entre-zones-dans-les-regions-de-calcul-de-capacite-core-italie-nord-et-e>, renouvelée le 18 juin 2020 pour la région Core et le 26 novembre 2020 pour la région Europe du Sud-Ouest pour l'année 2020

⁵³ Données mises en accès libre à fréquence semestrielle sur la [plateforme ODRE](#)

⁵⁴ Règlement (UE) 2016/1719 de la Commission du 26 septembre 2016 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de capacité à long terme

2.1.4.2.3 L'allocation des capacités à l'échéance journalière

Depuis 2006, la France participe à des projets visant à interconnecter les marchés de l'électricité à l'échéance journalière. La modalité retenue dans les codes européens et en opération en France depuis 2014 est le couplage dit « implicite » des marchés journaliers européens, dans lequel la capacité d'interconnexion est allouée simultanément aux échanges d'énergie, ce qui résulte en un processus d'allocation maximisant le bien-être économique au profit du consommateur final. Le couplage s'est progressivement étendu jusqu'à l'ensemble des pays électriquement connectés de l'Union Européenne : ce processus vient d'être complété par l'intégration de la Hongrie, la République tchèque, la Slovaquie et la Roumanie le 17 juin 2021. A l'exception des frontières avec la Suisse et avec la Grande-Bretagne, sur lesquelles la capacité d'interconnexion est allouée au travers d'enchères explicites, l'allocation de la capacité d'interconnexion à l'échéance journalière s'effectue ainsi de manière implicite sur toutes les frontières françaises.

Dans la perspective d'une possible sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne sans accord de retrait, la CRE avait approuvé en mars 2019 des règles d'accès à l'Interconnexion France-Angleterre permettant d'organiser des enchères journalières explicites, visant à assurer la continuité des échanges électriques entre la France et le Royaume-Uni à toutes les échéances dans le cas où la Grande Bretagne serait découplée du marché intérieur de l'électricité européen⁵⁵. L'accord de retrait (devenu « Accord de coopération et de commerce entre l'Union européenne et le Royaume-Uni »), entré en application le 1^{er} janvier 2021, impose la sortie de la Grande-Bretagne du couplage journalier en implicite et laisse les enchères explicites au moyen des règles susmentionnées comme seul mécanisme pour réaliser des échanges aux interconnecteurs avec le Royaume-Uni.

En outre, l'annexe ENER.IV prévoit le développement d'un mécanisme d'échanges qui serait théoriquement moins imbriqué dans le couplage européen mais plus efficace que les échanges explicites, appelé « Couplage en volume libre » (CVL). Les régulateurs nationaux et l'ACER ont suivi de près le déroulement de l'analyse coûts-bénéfices, qui devrait apporter des informations cruciales pour la faisabilité du projet, et ont conclu qu'il ne convient pas de donner suite à ce projet selon le calendrier de mise en œuvre excessivement ambitieux prévu dans le traité : de nombreuses incertitudes doivent être clarifiées avant de procéder à la mise en œuvre du CVL, notamment concernant (i) l'estimation des flux des pays extérieurs au CVL et (ii) l'impact de l'ajout du processus opérationnel du CVL sur le mécanisme du couplage unique journalier, déjà très complexe à ce stade.

Le règlement CACM prévoit que les États membres permettent à plusieurs opérateurs du couplage des marchés journalier et infra-journalier (NEMO) d'opérer le couplage des marchés de l'électricité, sauf quand un opérateur monopolistique a été désigné. En 2015, la CRE a désigné EPEX SPOT et Nord Pool EMCO comme NEMO en France pour une durée de quatre ans, désignation qui a été renouvelée le 21 novembre 2019 pour une nouvelle période de 4 ans.

La possibilité d'avoir plusieurs NEMO opérant dans une même zone nécessitait toutefois des évolutions techniques qui ont été approuvées par la CRE en 2016, et qui ont par la suite nécessité plusieurs années de développements techniques. Le 2 juillet 2019, Nord Pool EMCO, l'opérateur historique dans la région nordique détenu par Nord Pool AG, a rejoint EPEX SPOT pour opérer le couplage journalier dans la région Centre Ouest Europe. Nord Pool EMCO gère environ 5 % des volumes échangés sur le marché journalier en France. D'autres opérateurs ont annoncé leur intention d'opérer le couplage journalier sur le marché français dans le futur.

2.1.4.2.4 La mise en œuvre anticipée de l'allocation cible en infra-journalier

La CRE demeure pleinement impliquée dans la mise en œuvre du projet européen « Cross Border Intraday Trading Solution » (dit projet « XBID »). Ce projet, auquel participeront à terme l'ensemble des États Membres de l'Union européenne interconnectés, a pour objectif d'établir la plateforme sur laquelle, à l'échéance infra journalière, toutes les capacités d'interconnexion seront allouées de manière implicite et continue.

Le lancement du projet XBID aux frontières françaises en juin 2018 s'est traduit par des évolutions des méthodes d'allocation des capacités d'interconnexion en infra journalier. Ces évolutions ont été approuvées par la CRE le 31 mai 2018. Les frontières françaises avec l'Allemagne, la Belgique et l'Espagne ont fait partie de la première vague de frontières à rejoindre ce projet. Des développements actuellement en cours devraient permettre à la frontière avec l'Italie de rejoindre également ce mécanisme pan-européen d'ici le 3^{ème} trimestre 2021.

Un mécanisme d'allocation explicite est toujours utilisé sur les frontières avec la Grande-Bretagne et l'Italie, sous forme d'enchères. En outre, un système continu d'allocation explicite a lieu sur la frontière avec la Suisse depuis 2013, ainsi que sur la frontière avec l'Allemagne (celle-ci en complément de l'allocation implicite sur XBID). Les modalités d'échange explicites avec l'Italie seront abrogées lors de la mise en service de XBID à la frontière franco-italienne tel que décrit plus haut.

⁵⁵ <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Approbaton/Approbaton-des-regles-IFA-en-cas-de-sortie-de-la-Grande-Bretagne-du-couplage-journalier-europeen>

Afin d'établir un prix pour la capacité à l'échéance infra journalière, en application de l'article 55 du règlement CACM, trois enchères infra-journalières par jour seront mises en place en complément du système continu, à partir de 2023. Ces enchères utiliseront des technologies similaires à celles du couplage journalier, ce qui impliquera que le marché infra journalier continu devra être interrompu pour mener les enchères : pendant la première année après le démarrage, l'interruption sera d'une heure par enchère, avec une cible à 40 minutes.

2.1.4.2.5 L'optimisation et la sécurisation des capacités allouées

Des méthodologies permettant la coordination (article 35 du règlement CACM) et le partage des coûts (article 74 du règlement CACM) des actions de *redispatching* et échanges de contreparties (« RDCT ») doivent être développées dans chaque région de calcul de capacité. Elles visent, d'une part, à optimiser la capacité d'interconnexion pouvant être mise à la disposition des échanges transfrontaliers, et, d'autre part, à garantir que cette capacité ne mette pas en danger la sécurité d'exploitation du réseau proche du temps réel.

Les méthodologies RDCT ont fait l'objet de saisines de la part des GRT concernés entre avril 2019 et mars 2020. Elles ont été approuvées dans leur totalité dans la région Europe du Sud-Ouest et partiellement dans la région Italie Nord, la méthodologie relative au partage des coûts étant toujours en cours d'instruction. Du fait de désaccords entre les régulateurs de la région Core, les méthodologies RDCT ont été transférées à l'ACER en mars 2020 ont fait l'objet d'une décision de l'ACER en novembre 2020. Le tableau ci-dessous présente le statut de décision et la date de mise en œuvre attendue pour chacune de ces méthodologies.

Figure 3 Statut de décision et date de mise en œuvre attendue des méthodologies RDCT

Région	Statut de décision	Date de mise en œuvre attendue
Core	Coordination et partage des coûts adoptées par l'ACER en novembre 2020 ⁵⁶	Concomitante à la mise en œuvre de la méthodologie de coordination régionale de la sécurité opérationnelle (Article 76 SO)
Europe du Sud-Ouest	Coordination et partage des coûts approuvées en juin 2019 ⁵⁷	Après mise en œuvre des méthodologies de calcul de capacité coordonné et la méthodologie de coordination régionale de la sécurité opérationnelle (Article 76 SO)
Italie Nord	Coordination : approuvé en juin 2019 ⁵⁸ Partage des coûts : proposition des GRT en cours de développement	A déterminer

La CRE a toujours porté une grande vigilance au développement des méthodologies RDCT. La très grande disparité des coûts de RDCT entre les différents Etats membres est en effet, pour une grande partie, le résultat de différences significatives de politiques énergétiques. Des coûts élevés de RDCT résultent généralement d'une faible adéquation entre les niveaux d'investissement dans les réseaux nationaux et les évolutions en cours du mix énergétique, en particulier l'intégration massive d'énergies renouvelables intermittentes et le décommissionnement de centrales conventionnelles. En France, les coûts nationaux de RDCT sont faibles en raison de l'importance et de la cohérence des investissements qui ont été réalisés à ce jour dans le réseau de transport d'électricité. Les niveaux de ces investissements étant dans une large mesure définis à l'échelon national, la CRE porte une grande attention à ce que les méthodologies RDCT ne viennent pas faire peser sur le consommateur français le poids de ces décisions de façon indue. Seule une approche juste est de nature à assurer que les investissements nécessaires soient réalisés et à ramener les échanges transfrontaliers à des niveaux satisfaisants.

Dans ce contexte, la CRE considère que la décision de l'ACER sur la méthodologie de partage des coûts de RDCT de la région Core ne permet pas de parvenir à un équilibre juste et incitatif pour le bon développement des réseaux nationaux. En prévoyant un périmètre de partage des coûts qui dépasse le périmètre historique de coordination entre GRT pour la mise à disposition de capacité d'interconnexion et en négligeant l'impact qu'ont les flux internes à chaque zone sur la pollution créée tant au sein de la zone que dans les zones voisines, la décision conduira les GRT à porter des coûts résultants de sous-investissements dans les réseaux des zones voisines. En outre, cette décision contredit plusieurs dispositions du règlement électricité révisé relatives au partage des coûts de RDCT. La

⁵⁶ https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2035-2020%20on%20Core%20RDCT%2035.pdf et https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2030-2020%20on%20Core%20RDCT%20Cost%20Sharing.pdf

⁵⁷ <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Approbation/Methodologies-pour-le-redispatching-et-les-echanges-de-contrepartie-coordonnes-ainsi-que-pour-la-repartition-des-couts-du-redispatching-et-des-echa2>

⁵⁸ <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Approbation/Methodologie-pour-le-redispatching-et-les-echanges-de-contrepartie-coordonnes-dans-la-region-Italie-Nord>

CRE a par conséquent fait appel de cette décision le 29 janvier 2021 devant la Commission des recours de l'ACER, en parallèle de cinq autres requérants. A la suite de la décision de la Commission des recours confirmant la décision de l'ACER le 28 mai 2021, les parties ont la possibilité de former un recours contre cette décision devant le Tribunal de l'Union européenne.

2.1.4.3 Le développement des interconnexions françaises

2.1.4.3.1 Le renforcement des interconnexions

En électricité comme en gaz, les nouvelles interconnexions sont des projets coûteux et complexes. Lorsque l'on inclut les renforcements internes du réseau rendus nécessaires par une nouvelle interconnexion, le coût d'investissement dépasse souvent le milliard d'euros. Dans un contexte d'évolution majeure et rapide du secteur, il est essentiel que les décisions d'investissement soient prises sur la base de tests de marché et d'analyses coûts-bénéfices solides, prenant en compte l'ensemble des renforcements internes des réseaux nécessaires pour la pleine utilisation des nouvelles capacités. La CRE, conformément à la loi, agit dans toutes ses missions au bénéfice des consommateurs finals. Elle veille à éviter que les consommateurs ne soient exposés à des coûts considérables pour construire des infrastructures dont l'utilité pour la construction du marché européen et la sécurité d'approvisionnement n'aurait pas été démontrée.

○ *Le renforcement des capacités d'échanges avec l'Espagne*

La capacité d'échange entre la France et l'Espagne était jusqu'en 2015 d'environ 1300 MW de la France vers l'Espagne et d'environ 1100 MW de l'Espagne vers la France. Une nouvelle interconnexion entre Baixas et Santa Llogaia a été mise en service le 5 octobre 2015. Cette interconnexion a permis de doubler les capacités d'interconnexion entre la France et l'Espagne, pour les porter à 2300 MW à l'import et à 2600 MW à l'export⁵⁹ à la suite des travaux de renforcements du réseau interne espagnol en 2017.

En septembre 2017, les régulateurs français et espagnol ont conclu un accord de partage transfrontalier des coûts du projet Golfe de Gascogne, en application du règlement (UE) n° 347/2013. Ce projet consiste à construire deux lignes en courant continu à haute tension de 1000 MW entre Gatica (ES) et Cubnezais (FR) : il devrait ainsi permettre d'atteindre des capacités d'interconnexion d'environ 5000 MW entre les deux pays, à l'import comme à l'export. Le projet s'est vu accorder début 2018 une subvention européenne de 578 M€ dans le cadre du mécanisme pour l'interconnexion en Europe (MIE). Le projet a rencontré des difficultés liées au franchissement du Golf de Cap-Breton, qui ont conduit à la révision de son tracé. La CRE considère que sa réalisation est prioritaire.

Au-delà du projet Golfe de Gascogne, d'autres développements ont été évoqués dans le cadre du Groupe de Haut Niveau sur les interconnexions en Europe du Sud-Ouest mis en place par la Commission européenne à la suite de la Déclaration de Madrid du 4 mars 2015. La CRE considère qu'il convient de traiter les différents projets les uns après les autres, la priorité étant donnée à la réalisation du projet Golfe de Gascogne. Le schéma décennal de développement de réseau de RTE met en avant des incertitudes techniques, économiques et sociétales rencontrées lors de la phase d'étude, ainsi que des coûts de congestion très importants sur le réseau français et des besoins de renforcements des réseaux amont conséquents. Par ailleurs, ces projets soulèvent des questions d'acceptabilité locale majeures. A ce stade, les analyses coûts-bénéfices réalisées n'ont pas démontré que les bénéfices apportés par ces projets dépassaient les coûts, au vu des risques potentiels associés à ce projet.

○ *Finalisation de l'interconnexion Savoie Piémont (France-Italie)*

La mise en service de l'interconnexion par RTE et Terna est prévue pour le second semestre 2021, mais le projet a fait l'objet d'importants retards pendant la crise sanitaire du COVID-19 et est affecté par des difficultés significatives de développement d'un contrôle commande fonctionnel, affectant certaines sous-stations.

Ce projet a obtenu une dérogation pour 10 ans à l'obligation de dissociation de la propriété ainsi qu'à l'utilisation obligatoire des recettes liées à l'allocation de la capacité d'interconnexion (décision de la Commission européenne du 9 décembre 2016). Cette dérogation porte exclusivement sur la partie italienne du projet et sur un des deux câbles qui doivent être posés, elle doit permettre le financement d'une partie du projet par des grands consommateurs industriels italiens. Une deuxième demande d'exemption a été effectuée sur la seconde portion de 250 MW par la société Pi.Sa.2. Elle a cependant été refusée par une décision de la Commission en date du 11 septembre 2020.

○ *L'accroissement de l'interconnexion France – Grande-Bretagne*

De nombreux projets de nouvelles interconnexions entre la France et la Grande-Bretagne, dont certains sont portés par des acteurs privés, sont actuellement en phase d'étude, voire en début de réalisation.

D'une part, l'interconnexion ElecLink (liaison de 1000 MW dont le coût est estimé à 400 M€) a bénéficié d'une décision d'exemption accordée en 2014 par la CRE et son homologue britannique, l'Ofgem. Le chantier de l'interconnexion a été formellement lancé le 23 février 2017, par la pose de sa première pierre. Toutefois, la Commission Intergouvernementale (CIG) du Tunnel sous la Manche, qui avait accordé à ElecLink en 2014 l'agrément lui permettant de réaliser les travaux d'installation de l'interconnexion électrique dans le tunnel et de l'exploiter ensuite,

⁵⁹ NTC moyenne constatée en 2017

a suspendu cet agrément le 18 octobre 2017 afin d'obtenir des garanties supplémentaires et de réaliser des tests. La suspension de cet agrément a entraîné des retards dans la réalisation des travaux et a nécessité de prolonger à plusieurs reprises la durée de validation de l'exemption accordée à ElecLink. La CIG a rétabli l'agrément le 10 décembre 2020, permettant à ElecLink de reprendre les travaux. En conséquence, ElecLink a transmis à la CRE, le 31 mars 2021, une demande visant à ce que la période de validité de la décision de dérogation soit prolongée jusqu'au 15 août 2022. La CRE a émis un avis favorable concernant cette demande le 15 avril 2021.

Les règles d'accès à l'interconnexion ElecLink ont été approuvées par la CRE et l'Ofgem au premier semestre 2016 : les capacités qui seront allouées aux échéances de long terme, aux échéances journalières et infra-journalière, seront soumises à des règles d'accès identiques à celles en vigueur sur l'interconnexion France – Grande-Bretagne existante (IFA).

Par ailleurs, trois autres projets d'interconnexion entre la France et le Royaume-Uni sont en cours d'étude, bien qu'à des phases de maturité inégales : le projet Aquind (2 000 MW), le projet FAB (1 400 MW) ainsi que le projet GridLink (1 400 MW). La mise en œuvre de l'ensemble de ces projets porterait ainsi la capacité d'interconnexion entre la France et le Royaume-Uni à 8,8 GW.

La société Aquind a déposé une première demande d'exemption le 17 mai 2017 auprès de la CRE et de l'Ofgem, demande qui a été transmise à l'ACER pour être instruite, faute d'accord entre les deux régulateurs concernés. Le 19 juin 2018, l'ACER a adopté une décision dans laquelle elle refuse d'accorder une dérogation à ce projet. Cette décision a été confirmée par la Chambre de Recours de l'ACER le 17 octobre 2018, décision contre laquelle Aquind a déposé un recours devant le Tribunal de l'Union européenne (TUE). Le TUE a annulé cette décision dans son arrêt du 18 novembre 2020 « Aquind Ltd c/ ACER » (T-735/18). La commission des recours de l'ACER a toutefois jugé l'appel irrecevable dans une décision du 4 juin 2021, s'estimant incompétente à la suite de la sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne.

En août 2019, Aquind a saisi les régulateurs français, britannique, allemand et espagnol d'une demande d'investissement et d'une répartition transfrontalière des coûts en application des dispositions de l'article 12 du règlement (UE) n° 347/2013. Les régulateurs concernés par la demande, la CRE et l'Ofgem, par un courrier conjoint en date du 15 avril 2020, ont notamment informé Aquind qu'ils avaient arrêté l'instruction de la demande à la suite de la perte du statut PIC d'Aquind. En effet, Aquind, listé comme un projet d'intérêt commun depuis le 23 novembre 2017, n'a pas été sélectionné pour la quatrième liste PIC 2019. Aquind a demandé, sur le fondement de l'article 263 du TFUE, l'annulation du règlement délégué 2020/389 de la Commission européenne du 31 octobre 2019 en ce qu'il supprime son projet de la liste des PIC. Un premier recours au fond avait été formé, lequel était assorti d'une procédure en référé. Le référé a été rejeté par ordonnance en date du 22 avril 2020. Le recours au fond a été rejeté pour irrecevabilité par ordonnance en date du 5 mars 2021. Cette ordonnance fait l'objet d'un appel introduit par Aquind (procédure C-310/21). Parallèlement au premier recours au fond, Aquind avait introduit un second recours, consciente du risque d'irrecevabilité de son premier recours. Ce second recours, qui fait l'objet de l'instance n° T- 295/20, est toujours pendant

Par ailleurs, Aquind a déposé auprès de la CRE et de l'Ofgem une nouvelle demande d'exemption portant sur la partie française de l'interconnexion en date du 2 juin 2020. Les deux régulateurs ont fait une demande conjointe d'éléments additionnels afin de pouvoir considérer le dossier complet. Une consultation publique a été lancée fin 2020. Toutefois, au regard du nouvel accord de commerce et de coopération conclu entre le Royaume-Uni et l'UE du 24 décembre 2020, qui fait suite à la sortie du Royaume-Uni de l'UE, la CRE et l'Ofgem ont dû considérer que le processus de demande d'exemption défini par le Règlement n'était applicable que pour des projets d'interconnexion développés entre des Etats Membres de l'UE et qu'ils n'ont plus la compétence juridique nécessaire pour instruire et prendre une décision concernant une demande d'exemption. Par conséquent, ils ont décidé conjointement de mettre un terme à la consultation publique en cours, ainsi qu'au processus d'instruction.

S'agissant du projet FAB, la CRE a été saisie, le 25 juillet 2018, d'une demande d'investissement déposée par la société FAB Link Ltd. Par courrier du 18 octobre 2018, la CRE a indiqué au porteur de projet que sa demande d'investissement n'était pas recevable dans la mesure où elle n'avait pas été déposée conjointement par l'ensemble des porteurs de projets, conformément aux dispositions du paragraphe 3 de l'article 12 du règlement (UE) n° 347/2013. A ce jour, la CRE n'a pas été saisie à nouveau.

- ***S'agissant du projet GridLink, la CRE a été saisie d'une nouvelle demande le 17 mars 2021, qui est en cours d'instruction. Dans le cadre de l'analyse du projet par la CRE, une consultation publique a été lancée le 28 juin 2021 afin d'interroger les acteurs sur l'analyse des bénéfices et des coûts d'un nouveau projet à la frontière France-Royaume Uni. Les parties intéressées sont invitées à répondre à la consultation jusqu'au 26 juillet 2021. La création d'une interconnexion France-Irlande***

Les études de faisabilité d'une interconnexion entre la France et l'Irlande, baptisée Celtic Interconnector, ont été lancées en 2014 par RTE et le GRT irlandais EirGrid. Cette interconnexion, d'une capacité de 700 MW et d'une longueur totale de 600 km est reconnue Projet d'Intérêt Commun par la Commission européenne. Elle représente un investissement de 930M€ et devrait être mise en service en 2026.

La CRE et le régulateur irlandais ont conclu en avril 2019 un accord de partage des coûts du projet, qui reflète les bénéfices apportés par l'interconnexion aux deux pays. RTE portera ainsi 35% des coûts d'investissement. Le projet s'est vu accorder, le 2 octobre 2019, une subvention pour travaux d'un montant de 530,7 M€ dans le cadre du Mécanisme pour l'Interconnexion en Europe (MIE). Les deux régulateurs ont ainsi confirmé, le 10 octobre 2019, les modalités de partage des coûts entre RTE et Eirgrid.

- **Les autres projets à l'étude**

En plus des frontières précédemment mentionnées, RTE répertorie également dans son schéma décennal de développement de réseau des développements d'interconnexion avec l'Allemagne (le passage en 400 kV de la ligne 225 kV Muhlbach – Eichstetten ainsi que le renforcement Vigy - Uchtelfangen), la Belgique (liaison entre Avelin et Avelgem) et la Suisse (renforcement des capacités d'interconnexion). En particulier, les travaux sur la liaison Avelin – Avelgem ont débuté, tandis que la première phase du renforcement de la liaison avec la Suisse (augmentation de la capacité de transit de la ligne Génissiat Verbois) est opérationnelle depuis fin 2017. Les autres projets restent en phase d'étude, dont un autre projet franco-belge Lonny-Achene-Gramme dont les premières évaluations montrent une valeur positive.

2.1.4.3.2 L'analyse de la cohérence du plan d'investissement du GRT français avec le plan européen de développement du réseau

La CRE examine le schéma décennal de développement de réseau (SDDR) établi par RTE afin de vérifier que tous les besoins en matière d'investissements sont couverts et que le schéma décennal est cohérent avec le *Ten Year Network Development Plan* élaboré par l'ENTSO-E (ci-après « TYNDP »).

Le dernier SDDR a été publié en septembre 2019. A la suite d'une consultation publique, la CRE a rendu son examen le 23 juillet 2020.

Les différences observées sur les hypothèses des scénarios sont liées à des évolutions des objectifs énergie-climat français et européens que le SDDR a intégrées. La CRE considère que ces différences ne remettent pas en cause la cohérence entre les deux schémas, car les hypothèses prises en compte dans le SDDR sont fondées sur des sources et des objectifs de politique énergétique plus récents et ont vocation à être intégrées dans au moins un des scénarios du TYNDP 2020. En revanche, l'articulation entre les scénarios du TYNDP et du SDDR pourrait être présentée de manière plus transparente, au moyen d'une comparaison chiffrée aux échéances adéquates. Les éléments de comparaison présentés dans le SDDR sont principalement qualitatifs et liés seulement à l'évaluation des projets d'interconnexions. La CRE considère que le SDDR est globalement cohérent avec le TYNDP.

2.1.5 La surveillance et le contrôle du respect des obligations des acteurs

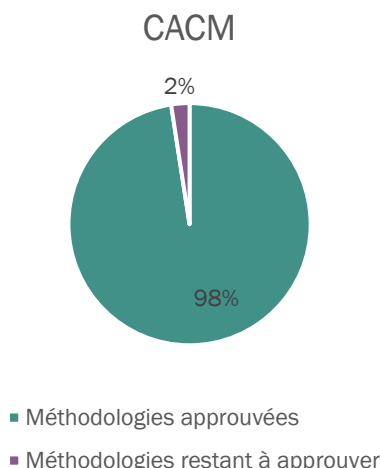
2.1.5.1 La mise en œuvre des codes de réseau

2.1.5.1.1 La mise en œuvre des règles relatives à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion

Entrée en vigueur le 14 août 2015, la ligne directrice CACM (pour *Capacity Allocation and Congestion Management*) régit le calcul et l'allocation de capacité aux échéances journalière et infra-journalière. Le règlement CACM est composé d'un corpus d'une quarantaine de méthodologies devant être élaborées par les GRT et/ou des NEMO européens et devant faire l'objet d'approbations des autorités de régulation nationales. Ces méthodologies peuvent être pan-européennes, régionales ou nationales. A mi-2021, une très large partie des méthodologies découlant du règlement CACM a été approuvée.

A l'initiative de la Commission, les régulateurs et l'ACER travaillent activement dans l'élaboration d'une proposition d'amendement de CACM. Ce règlement a été le premier « code réseau » européen et il convient de faire un bilan de ces six dernières années afin d'améliorer l'opérativité des mécanismes européens, particulièrement sur les sujets relatifs à la gouvernance entre NEMO et GRT ainsi que l'alignement des dispositions du code avec le Règlement (EU) 2019/943 sur le marché intérieur. La CRE participe activement dans l'élaboration de ces propositions afin de soumettre à la Commission un projet d'amendement qui assure des mécanismes de couplage au court terme robustes et efficaces.

Figure 4 Méthodologies CACM approuvées ou restant à approuver



Depuis le 1^{er} janvier 2020 :

- la CRE a approuvé, en accord avec les autorités de régulation régionales concernées :
 - l'amendement des méthodologies de calcul de capacité journalière et infrajournalière de la région Italie Nord, en application des dispositions des articles 9 et 20 du règlement CACM, le 17 septembre 2020 ;
 - l'amendement des procédures de repli en cas de défaillance du couplage de marché journalier pour les régions Europe du sud-ouest et Italie Nord, en application des dispositions des articles 9 et 44 du règlement CACM, le 18 mars 2021 ; et
 - l'amendement de la méthodologie de calcul de capacité journalière de la région Core, en application des dispositions des articles 9 et 20 du règlement CACM, le 20 mai 2021.
- l'ACER, à la suite de l'avis favorable des régulateurs européens au sein du BoR, a approuvé les méthodologies pan-européennes suivantes :
 - l'amendement de la méthodologie sur les algorithmes de couplage journalier et infrajournalier, en application des dispositions des articles 9 et 37 du règlement CACM, le 30 janvier 2020 ;
 - l'amendement de la méthodologie établissant les produits qui peuvent être utilisés dans le mécanisme de couplage unique infrajournalier, en application des dispositions des articles 9 et 53 du règlement CACM, le 30 janvier 2020 ;
 - la méthodologie et les hypothèses devant être utilisées dans le processus de revue des zones, conformément aux dispositions de l'article 14 du règlement électricité révisé et en lien avec les articles 32 et 33 du règlement CACM, le 24 novembre 2020 ;
 - l'amendement de la méthodologie établissant les produits qui peuvent être utilisés dans le mécanisme de couplage unique journalier, en application des dispositions des articles 9 et 40 du règlement CACM, le 22 décembre 2020 ; et
 - la méthodologie déterminant les régions de calcul de capacité, en application des dispositions de l'article 15 du règlement CACM, le 7 mai 2021.
- à la suite d'un désaccord entre les autorités de régulation régionales concernées, l'ensemble des régulateurs européens, sous l'égide de l'ACER, a approuvé les méthodologies régionales suivantes concernant la France :
 - les méthodologies de coordination et de partage des coûts des actions de *redispatching* et échanges de contrepartie dans la région Core, en application des dispositions des articles 35 et 74 du règlement CACM, le 30 novembre 2020 ; et
 - l'amendement des procédures de repli en cas de défaillance du couplage de marché journalier pour la région Core, en application des dispositions des articles 9 et 44 du règlement CACM, le 18 mars 2021.

2.1.5.1.2 La mise en œuvre des règles relatives à l'allocation de capacité à terme

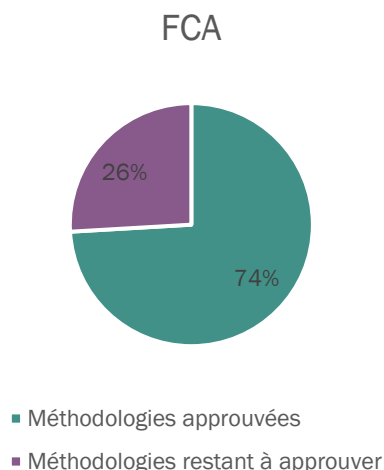
Entrée en vigueur le 17 octobre 2016, la ligne directrice relative à l'allocation de capacité à terme, dite « règlement FCA », vise à harmoniser les règles de calcul et d'allocation des capacités d'interconnexion à long terme (produits annuels, trimestriels, mensuels...), qui permettent aux acteurs de marché de sécuriser leurs échanges transfrontaliers d'énergie et de se couvrir contre les différentiels de prix journaliers entre zones.

Comme dans le cas du règlement CACM, la mise en œuvre de ce règlement a donné lieu à l'approbation coordonnée, par les autorités de régulation ou l'ACER, de méthodologies soumises par les GRT :

- Au niveau européen :
 - exigences concernant la plateforme d'allocation unique, conformément à l'article 49 du règlement FCA, et méthodologie pour le partage des coûts entraînés par l'établissement, le développement et le fonctionnement de la plateforme d'allocation unique, conformément à l'article 59 du règlement FCA (décision de la CRE du 12 octobre 2017) ;
 - méthodologie pour la fourniture de données sur la production et la consommation, conformément à l'article 17 du règlement FCA (décision de la CRE du 6 décembre 2017) ;
 - méthodologie pour le modèle de réseau commun, conformément à l'article 18 du règlement FCA (décision de la CRE du 11 juillet 2018) ;
 - méthodologie pour la répartition du revenu de congestion, conformément à l'article 57 du règlement FCA (décision de la CRE du 13 juin 2019) ;
 - méthodologie pour le partage des coûts encourus afin de garantir la fermeté et la rémunération des droits de transport à long terme, conformément à l'article 61 du règlement FCA (décision de l'ACER du 23 octobre 2020).
- Ou au niveau régional :
 - annexes régionales aux règles d'allocation harmonisées, conformément à l'article 52 du règlement FCA (décision de la CRE du 12 octobre 2017) ;
 - conception régionale des droits de transport à long terme, conformément à l'article 31 du règlement FCA (décisions de la CRE du 12 octobre 2017 pour les régions Europe du sud-ouest, Italie Nord et Core, cette dernière amendée le 30 août 2020) ;
 - méthodologies de calcul de la capacité pour les échéances de long terme pour la région Europe du Sud-Ouest (décision de la CRE du 5 mars 2020) et Italie Nord (décision de la CRE du 15 décembre 2020), conformément à l'article 10 du règlement FCA ;
 - méthodologies de répartition de la capacité pour les échéances de long terme pour la région Europe du Sud-Ouest (décision de la CRE du 5 mars 2020), Core (décision de la CRE du 30 juillet 2020) et Italie Nord (décision de la CRE du 15 décembre 2020), conformément à l'article 16 du règlement FCA.

Par ailleurs, en l'absence d'accord unanime des autorités de régulation, les principes communs applicables à tous les gestionnaires de réseaux de transport visés des HAR, soumis par l'ensemble des GRT européens en application de l'article 51 du règlement FCA, a été approuvé par décision de l'ACER le 2 octobre 2017. Cette version a été subséquemment modifiée par la décision de l'ACER du 29 octobre 2019.

Figure 5 Méthodologies FCA approuvées ou restant à approuver



2.1.5.1.3 La mise en œuvre des codes de réseau relatifs aux conditions de raccordement aux réseaux électriques

En application de l'article 6 du règlement (CE) n° 714/2009 du parlement européen et du conseil du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité et abrogeant le règlement (CE) n° 1228/2003, la Commission européenne a adopté en 2016, trois règlements établissant un code de réseau relatif aux conditions de raccordement au réseau électrique, :

- le règlement (UE) 2016/631 du 14 avril 2016 établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité, entré en vigueur le 17 mai 2016 ;
- le règlement (UE) 2016/1388 du 17 août 2016 établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des réseaux de distribution et des installations de consommation, entré en vigueur le 7 septembre 2016 ;
- le règlement (UE) 2016/1447 du 26 août 2016 établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des systèmes en courant continu à haute tension et des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu, entré en vigueur le 28 septembre 2016.

Certaines exigences techniques sont définies de manière exhaustive par les codes de raccordement et sont, en conséquence, directement applicables sans qu'il soit nécessaire pour les États membres de les préciser. En revanche, pour d'autres exigences, il appartient à chaque État membre de déterminer les paramètres détaillés d'application.

Adoption des mesures pour la mise en œuvre des codes de raccordement

Le décret n° 2018-744 du 23 août 2018 pris pour l'application de l'article L. 342-5 du code de l'énergie, désormais codifié aux articles R. 342-13-1 à R. 342-13-8 et D. 342-13-9 à D. 342-13-10 de ce code, précise les attributions respectives du ministre chargé de l'énergie et de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) pour la mise en œuvre des codes de raccordement. En application de ces textes, le ministre de l'énergie est compétent pour approuver par arrêté certaines prescriptions techniques relatives aux conditions de raccordement aux réseaux publics d'électricité (notamment, les seuils de puissances maximales applicables aux unités de production, les exigences d'application générales), après avis de la CRE.

En juillet 2019, la Directrice de l'énergie a saisi pour avis la CRE d'un projet d'arrêté relatif à la mise en œuvre des codes de réseau européens établis pour le raccordement aux réseaux d'électricité. Dans sa délibération n° 2019-198 du 19 septembre 2019⁶⁰, la CRE a émis un avis favorable.

Cet arrêté⁶¹ a été adopté le 9 juin 2020 par le ministre chargé de l'énergie et publié le 25 juin 2020 au Journal officiel de la République française.

⁶⁰ Délibération n° 2019-198 de la Commission de régulation de l'énergie du 19 septembre 2019 portant avis sur le projet d'arrêté relatif à la mise en œuvre, en matière de raccordement aux réseaux électriques, des codes de réseaux prévus à l'article 6 du règlement (CE) n° 714/2009 du parlement européen et du conseil du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité

⁶¹ Arrêté du 9 juin 2020 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement aux réseaux d'électricité

Application des codes de raccordement en cas de modification substantielle d'une unité, installation, réseau ou système

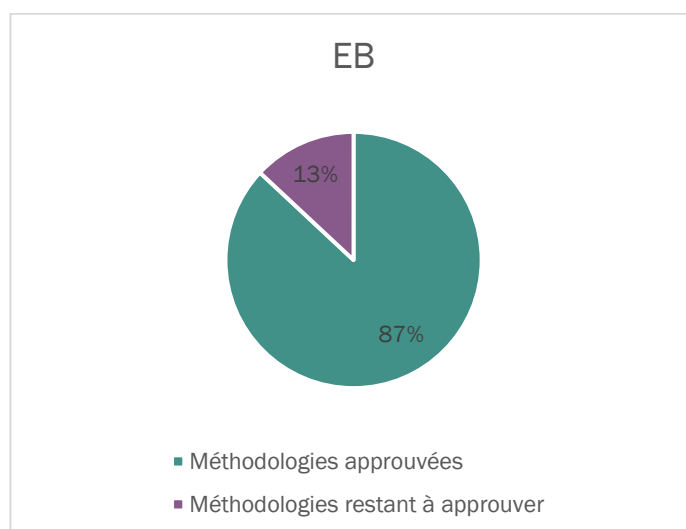
Conformément aux articles 4 des trois codes de raccordement et en application des articles L. 134 et L. 342-5 du code de l'énergie, complétés par les articles R. 342-13-2, R. 342-13-4 et R. 342-13-6 de ce code, lorsqu'une unité de production, une installation – de production ou de consommation – un réseau de distribution ou système en courant continu fait l'objet d'une modification substantielle, la CRE est compétente pour décider, sur la base de critères fixés par le ministre chargé de l'énergie dans l'arrêté précité, si la convention de raccordement jusqu'alors applicable doit être modifiée ou si l'établissement d'une nouvelle convention de raccordement est requis, et pour déterminer les exigences des codes de raccordement qui s'appliquent.

La CRE a organisé une consultation publique du 12 décembre 2019 au 12 janvier 2020 pour déterminer les exigences des codes de raccordement qu'il est nécessaire d'appliquer pour la sécurité et la sûreté du réseau en cas de modification d'une installation sans toutefois contraindre excessivement les installations.

Par une délibération 2020-184 du 16 juillet 2020⁶², la CRE a décidé quelles exigences des codes de raccordement sont applicables à la suite d'une modification substantielle. Elle détermine également, dans chaque cas, si la convention de raccordement jusqu'alors applicable doit être modifiée ou si l'établissement d'une nouvelle convention de raccordement est requis.

2.1.5.1.4 L'élaboration des règles relatives à l'équilibrage du système électrique

Figure 6 Méthodologies EBL approuvées ou restant à approuver



Le règlement européen relatif à l'équilibrage (Electricity Balancing Guidelines) est entré en vigueur le 18 décembre 2017. Ce règlement vise à renforcer l'intégration des marchés européens et est fondé sur la généralisation du recours à des produits standards d'équilibrage échangés sur des plateformes de marché européennes. La mise en œuvre de ce règlement a donné lieu à plusieurs méthodologies pan-européennes ou régionales soumises à l'approbation des régulateurs.

Depuis l'entrée en vigueur du règlement UE 2019/942 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 instituant une agence de l'Union européenne pour la coopération des régulateurs de l'énergie le 4 juillet 2019, les décisions paneuropéennes sur les méthodologies issues du règlement relatif à l'équilibrage ont été adoptées par l'ACER :

- méthodologies relatives aux plateformes d'aFRR et de mFRR (articles 20 et 21) le 24 janvier 2020 ;
- méthodologie relative à la fixation du prix de l'énergie d'équilibrage et de la capacité entre zones utilisées pour l'échange d'énergie d'équilibrage ou pour la mise en œuvre du processus de compensation des déséquilibres (article 30) le 24 janvier 2020 ;

⁶² Délibération n° 2020-184 de la Commission de régulation de l'énergie du 16 juillet 2020 portant décision relative aux installations, réseaux et systèmes faisant l'objet de modifications au sens des articles 4 des règlements (UE) 2016/631, 2016/1388 et 2016/1447 de la Commission

- méthodologie relative aux exigences applicables aux produits standard de capacité (article 25) le 17 juin 2020 ;
- méthodologie relative au processus d'allocation conjointement optimisé (article 40) le 17 juin 2020 ;
- méthodologie relative à la plateforme de compensation des déséquilibres (article 22 du règlement), le 24 juin 2020 ;
- méthodologies relatives au règlement financier entre GRT et aux motifs d'activation (articles 29 et 50) le 15 juillet 2020 ;
- méthodologie relative à l'harmonisation du prix de règlement des écarts (article 52) le 15 juillet 2020.

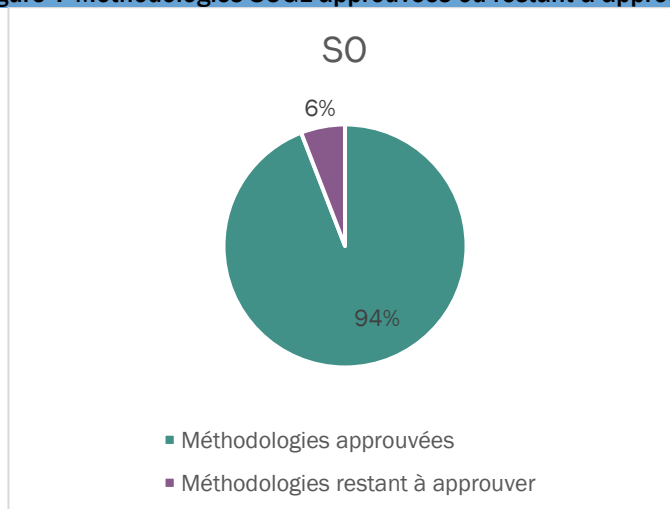
En 2021, une méthodologie régionale a également été adoptée par les régulateurs de la région Italie Nord :

- méthodologie relative à un processus d'allocation de la capacité transfrontalière pour le partage et l'échange de capacités d'équilibrage (article 41) le 1^{er} juin 2021.

2.1.5.1.5 L'élaboration des règles relatives à l'exploitation du système électrique

Entré en vigueur le 14 septembre 2017, le règlement (UE) 2017/1485 du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité (règlement « SOGL ») décrit les exigences et les principes relatifs à l'exploitation du système électrique avec l'objectif d'assurer une exploitation sûre du système électrique européen. Le règlement SOGL est composé d'un corpus de méthodologies devant être élaborées par les GRT européens et devant faire l'objet d'approbations des autorités de régulation nationales. Ces méthodologies peuvent être pan-européennes, régionales ou nationales.

Figure 7 Méthodologies SOGL approuvées ou restant à approuver



Depuis le 1^{er} janvier 2020, la CRE a approuvé, en accord avec l'ensemble des autorités de régulations européennes concernées :

- la méthodologie relative à la coordination de la sécurité d'exploitation dans la région de calcul de capacité Manche, en application des dispositions des articles 76 et 77 du règlement SOGL, le 16 juillet 2020.
- la méthodologie relative à la coordination de la sécurité d'exploitation dans la région de calcul de capacité Italie Nord, en application des dispositions des articles 76 et 77 du règlement SOGL, le 17 septembre 2020.
- la méthodologie relative à la coordination de la sécurité d'exploitation dans la région de calcul de capacité Europe du sud-ouest, en application des dispositions des articles 76 et 77 du règlement SOGL, le 9 décembre 2020.
- la proposition concernant l'applicabilité et le champ des échanges de données entre RTE et les utilisateurs de son réseau en application de l'article 40, paragraphe 5 du règlement SOGL, le 10 septembre 2020.
- la proposition de propriétés supplémentaires pour les réserves de stabilisation de la fréquence (FCR) pour la zone synchrone Europe continentale (CE) en application de l'article 154, paragraphe 2 du règlement SOGL, le 28 janvier 2021.

En outre, à la demande conjointe des autorités de régulation de la région de calcul de capacité Core, l'ACER a pris une décision relative à :

- la méthodologie relative à la coordination de la sécurité d'exploitation dans la région de calcul de capacité Core, en application des dispositions des articles 76 et 77 du règlement SOGL, le 4 décembre 2020.

En outre, en application de l'article 35 du règlement (UE) 2019/943 du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, la CRE a approuvé le 28 janvier 2021, en accord avec l'ensemble des autorités de régulation concernées, la proposition de création des centres de coordination régionaux de la région d'exploitation du réseau Europe Centrale.

2.2 La concurrence et le fonctionnement du marché de l'électricité

2.2.1 Le marché de gros

2.2.1.1 Production – consommation

Selon RTE, la consommation intérieure, incluant les pertes sur les réseaux de distribution et de transport, s'est élevée en 2020 à 446 TWh, inférieure à la consommation de 2019 de 5 %.

La baisse importante de la consommation s'explique par les effets de la crise sanitaire sur l'économie mondiale et en particulier les effets des confinements des populations. Les impacts sur la consommation ont été importants, atteignant jusqu'à 20 % de baisse par rapport à la normale pendant le premier confinement. De plus, l'année 2020 a de nouveau été marquée par des records de température, après ceux des années 2018 et 2019, et se positionne comme l'année la plus chaude en France depuis 1900. Ces températures particulièrement douces ont également pesé à la baisse sur la consommation d'électricité. En définitif, après correction des aléas météorologiques et calendaires, 3,5 % de la baisse de consommation est directement imputable aux effets de la crise sanitaire.

En 2020, la consommation maximale a été atteinte le 22 janvier, à 83,2 GW, ce pic est dans la moyenne des 20 dernières années mais est inférieur au pic atteint en 2019, l'hiver 2019-2020 ayant été particulièrement doux.

La puissance installée en France s'élevait à 136 211 MW au 31 décembre 2020, contre 135 328 MW l'année précédente, soit une augmentation de 0,7 %.

Outre EDF, qui exploite plus de 70 % de la puissance installée du parc français, les deux autres producteurs significatifs sont Engie et Total Energies.

Ces trois producteurs détenant au total plus de 80 % de la puissance installée, la production d'électricité en France reste donc un marché très concentré.

Le tableau ci-dessous représente la structure du marché français en fonction des différents types d'utilisation des moyens de production.

Figure 8 Structure du marché français

Filières	Nombre de producteurs	Liste des producteurs
Energies renouvelables	3 principaux et plusieurs milliers d'autres exploitants	EDF, Total Energies et Engie sont les principaux producteurs. Petits producteurs indépendants, entreprises locales de distribution, industriels (autoproduction), acteurs étrangers (Iberdrola, Statkraft, etc.)
Nucléaire	1	EDF
Gaz	3	EDF, Total Energies, ENGIE
Hydraulique	2 principaux et plus d'une centaine d'exploitants de petites centrales hydrauliques	EDF, ENGIE (CNR, SHEM) Petits producteurs indépendants
Charbon	2	EDF, Gazel Energie
Turbine à Combustion	1	EDF

La crise sanitaire a également eu des impacts sur la production, perturbant notamment le programme de maintenance du parc, en particulier nucléaire, avec des conséquences à court terme mais aussi à plus long terme, faisant apparaître des incertitudes sur la sécurité d'approvisionnement lors de l'hiver 2020-2021.

De plus, face à une consommation en baisse, la production d'électricité a dû s'adapter. Notamment, pendant le premier confinement, la faiblesse de la demande ainsi qu'une production éolienne et photovoltaïque élevée (7,7 TWh entre le 17 mars et le 11 mai au lieu de 6,5 TWh sur cette période en 2019) ont conduit à moins solliciter

les moyens thermiques (la production à partir de gaz et de charbon a baissé de 53 % par rapport à la même période l'année passée). La production nucléaire a baissé de 18 % entre le 17 mars et le 11 mai pour atteindre 49,5 TWh, minimum historique absolu pour cette période.

2.2.1.2 Les prix de marché *day-ahead*

Il existe en France des références de prix *day-ahead* représentatives et sur lesquelles s'appuient les acteurs de marché. S'il n'y a pas de pool obligatoire en *day-ahead*, il existe néanmoins plusieurs plateformes sur lesquelles les acteurs de marché peuvent échanger ce type de produits lors d'une enchère journalière unique rassemblant tous les opérateurs des marchés et tous les pays européens électriquement connectés. Deux opérateurs désignés des marchés de l'électricité (aussi nommés « NEMO ») se partagent le marché français : EPEX SPOT et plus récemment Nord Pool qui a débuté ses activités sur le marché journalier français en août 2019.

- Le prix issu de l'enchère journalière est un prix horaire (enchère journalière unique appariant les offres d'achat et de vente et allouant conjointement les capacités transfrontalières).
- Le *trading* continu a représenté environ 21,3 TWh en 2020. Les produits journaliers échangés donnent des références en continu de prix en base, pointe, hors-pointe, et pour d'autres blocs horaires. Ces produits sont échangés sur les plateformes de *brokers*.

Le prix *spot* moyen base a connu une forte baisse en 2020 pour s'établir à 32,2 €/MWh, soit une diminution de 18 % par rapport à 2019. Le prix *spot* moyen pointe a suivi la même tendance et s'est établi à 35,0 €/MWh, soit également une baisse de 18 % par rapport à 2019. Cette évolution s'explique par la faiblesse de la demande comme indiqué *supra*. Par ailleurs la production d'énergie renouvelable élevée et la baisse des prix des matières premières, liée à la crise sanitaire (gaz, charbon, CO₂) ont également impacté le prix à la baisse.

2.2.1.3 Les marchés organisés

Au cours de l'année 2020, 203 responsables d'équilibre étaient présents sur le marché de gros français. Par ailleurs, 106 responsables d'équilibre étaient présents sur les bourses.

Parmi les volumes d'électricité commercialisés en 2020 sur les bourses (EPEX SPOT, Nord Pool et EEX) :

- les volumes traités en infrajournalier ont augmenté, avec 17,5 TWh échangés en 2020 contre 11,5 TWh en 2019, soit une hausse de 45 % ;
- les volumes traités sur l'enchère *day-ahead* ont augmenté, passant de 113,2 TWh en 2019 à 122 TWh en 2020 (+ 8 %) ;
- les volumes traités sur les produits *futures* ont augmenté : 178 TWh ont été négociés sur EEX en 2020, soit une hausse de 34 % par rapport à 2019.

2.2.1.4 Le marché gré-à-gré

L'essentiel des transactions sur le marché français est réalisé de gré-à-gré (OTC). Le marché OTC est constitué d'un segment direct (ou bilatéral direct) et d'un segment intermédié, c'est-à-dire couvrant les négociations conclues par l'intermédiaire des sociétés de courtage (ou *brokers*). Dans le cadre de ses activités de surveillance des marchés de gros de l'électricité et du gaz, la CRE reçoit régulièrement des données de la part de courtiers (prix, volumes, contreparties, etc.).

Sur le segment OTC intermédié, en 2020, une dizaine de courtiers étaient actifs sur le marché de gros français de l'électricité, servant d'intermédiaires à 169 acteurs intervenant sur le marché français. Sur ce segment de marché, il a été constaté que :

- les volumes négociés en produit journalier continu ont fortement reculé (- 39,2 %) en un an, pour s'établir à 21,3 TWh en 2020 ;
- les volumes traités sur les marchés à terme sont en baisse : 729 TWh de *forward* ont été négociés sur l'OTC intermédié en 2020 contre 665 TWh en 2020 (+ 9,6 %).

Une mesure de la liquidité des marchés intermédiés est donnée par les écarts entre les offres à l'achat et les offres à la vente (*Bid-ask spread*). La valeur moyenne de ce différentiel en 2020 pour des produits à différentes maturités est présentée dans le tableau ci-dessous.

Figure 9 Différentiel moyen entre les offres à l'achat et les offres à la vente

Différentiel <i>bid-ask</i> en €/MWh	Day-ahead		Month-ahead		Quarter-ahead		Year-ahead	
	base	pointe	base	pointe	base	Pointe	base	pointe
	0,29	0,51	0,32	0,72	0,43	0,88	0,36	0,75

Source : Heren – Analyse : CRE

2.2.1.5 Le négoce transfrontalier

2.2.1.5.1 Le marché de gros français intégré à des marchés supranationaux

Les marchés de l'électricité en Europe sont souvent considérés comme nationaux. Cependant, les interconnexions entre pays pouvant permettre l'émergence de marchés supranationaux, il s'agit de déterminer si la France est incluse dans un marché plus large. Trois critères (capacités d'interconnexion au regard de la capacité de production installée, existence de congestion sur les interconnexions, et proximité et corrélation entre les prix dans les différentes zones) peuvent être utilisés pour déterminer un marché géographique. Il est à noter que ces indicateurs, bien qu'analysés individuellement, sont corrélés : avec une importante capacité d'interconnexion disponible, les congestions devraient être limitées, et par conséquent, les prix très corrélés.

- **Les capacités d'interconnexion aux frontières françaises**

Le tableau suivant donne les maxima d'import et d'export à chaque interconnexion et représente donc une estimation des capacités d'interconnexion sur les différentes frontières en 2020.

Figure 10 Maximum des échanges entre la France et ses pays voisins en 2020 (en MW)

	Grande Bretagne	CWE (Belgique et Allemagne)	Suisse	Italie	Espagne	Echanges physiques globaux ⁶³
Import	2000	7963	1343	1160	3561	10039
En % du parc installé français	1,5 %	5,8 %	1 %	0,9 %	2,6 %	7,4 %
Export	2190	6875	3722	3742	3700	16314
En % du parc installé français	1,6 %	5,0 %	2,7 %	2,7 %	2,7 %	12 %

Source : RTE – Analyse CRE

Les capacités d'interconnexion à l'export entre la France et les pays voisins représentent l'équivalent de plus de 13 % des capacités de production installées en France. Ce pourcentage est conforme au critère publié dans les conclusions du Conseil Européen de Barcelone de mars 2002 visant à établir le niveau d'interconnexion des pays à 10 % de la capacité installée. La France étant nettement plus exportatrice qu'importatrice, le chiffre du maximum d'imports physiques globaux réalisés ne représente pas la capacité maximale d'importation de la France.

Pour les échanges avec le Royaume-Uni, la Suisse, l'Italie et l'Espagne, les capacités transfrontalières sont calculées par frontière avant le calcul de capacité (méthode « Net Transfer Capacity ») par les gestionnaires de réseau de chaque côté de la frontière en amont. La valeur minimale entre celles calculées par les deux gestionnaires de réseau est retenue. Les règles de fonctionnement des interconnexions avec le Royaume-Uni ont dû être adaptées en 2020, en vue du Brexit, permettant la poursuite des échanges d'électricité entre les deux pays au 1^{er} janvier 2021, malgré la sortie du Royaume-Uni du marché intérieur de l'électricité.

Pour les échanges avec la Belgique et l'Allemagne en revanche, les calculs sont coordonnés au sein d'une zone, la zone « *Central Western Europe* ». Ils sont effectués selon une méthode fondée sur les flux (également appelée « *Flow-Based* ») qui alloue conjointement les capacités de transport et les flux d'électricité afin de donner priorité aux zones qui en ont le plus besoin. Ici, le calcul ne s'effectue pas aux frontières avec chaque pays mais de manière optimisée au sein de la zone de calcul de capacité deux jours avant l'échéance. En 2020, la France a échangé jusqu'à 15,8 TWh à l'exportation et 15,1 TWh à l'importation avec la Belgique et l'Allemagne.

Bien que la France ait été globalement exportatrice d'électricité en 2020 comme les années précédentes (solde commercial à l'export de 43,2 TWh), la France a davantage importé que l'année précédente avec un total de 34,6 TWh contre 28,3 TWh en 2019. Les importations ont en particulier été plus marquées sur les frontières avec l'Espagne, la Grande-Bretagne et l'Italie. Ces imports sont particulièrement significatifs en septembre alors que la disponibilité du parc nucléaire français était plus faible que les années passées. Le solde redevient exportateur à partir du mois d'octobre avec le retour de maintenance de nombreux réacteurs nucléaires et des températures douces pour la saison. Finalement, les exports sont globalement en retrait par rapport à 2019 avec un total de 77,8 TWh exportés en 2020 contre 84,3 TWh en 2019.

- **Les congestions aux frontières françaises**

Le travail mené au sein des initiatives régionales accélère l'intégration des marchés et élargit la délimitation des marchés pertinents en améliorant la gestion des congestions. Depuis la mise en œuvre du couplage des marchés fondés sur les flux (*flow-based*) en mai 2015 dans la région Centre-Ouest Europe (CWE, qui regroupe l'Allemagne, la Belgique, la France, les Pays-Bas et le Luxembourg), la capacité d'échange aux frontières avec l'Allemagne et la Belgique est maintenant calculée et allouée de façon dynamique en prenant en compte le bénéfice économique

⁶³ Somme des échanges physiques à toutes les interconnexions françaises

engendré par les flux. Le mécanisme de couplage des marchés journaliers, progressivement étendu à l'ensemble de l'Union européenne et couvrant aujourd'hui les marchés correspondant à 99 % de la consommation dans l'Union, permet une utilisation optimale des capacités d'interconnexion, et par conséquent une convergence accrue des prix entre la France et les pays frontaliers (par rapport à une allocation par enchères explicites, sans couplage).

Par ailleurs, les fondamentaux de marché conservent une influence clé sur les niveaux d'échanges transfrontaliers : ainsi, certaines zones de la région CWE ont connu des tensions en 2016, 2017 et 2018, mais moins en 2019, ce qui a entraîné une baisse de la sollicitation des interconnexions. En 2020, la tendance de l'année précédente s'est poursuivie alors que le marché était fortement détendu à cause de la crise sanitaire et de la baisse de consommation associée, résultant sur une moindre sollicitation de certaines interconnexions favorisant donc la convergence des prix, passant d'environ 35 % entre 2016 et 2018 à plus de 45 % en 2019 et en 2020.

- **Corrélation et proximité des prix**

Le tableau suivant montre les corrélations de prix spot entre la France et les pays frontaliers.

Figure 11 Corrélation des prix entre la France et ses pays voisins (spot J+1)

Produit spot (J+1) base						
Corrélation des prix						
An- née	Allemagne – France (EPEX SPOT – EPEX SPOT)	Espagne – France (Omel – EPEX SPOT)	Grande Bre- tagne – France (Heren- EPEX SPOT)	Italie – France (IPEX – EPEX SPOT)	Belgique – France (Belpex – EPEX SPOT)	Suisse – France (Swissix – EPEX SPOT)
2004	91 %	61 %	53 %	50 %		
2005	89 %	69 %	84 %	53 %		
2006	80 %	53 %	72 %	64 %		
2007	80 %	53 %	86 %	61 %	91 %	87 %
2008	88 %	36 %	56 %	67 %	88 %	91 %
2009	40 %	23 %	27 %	26 %	45 %	40 %
2009 *	81 %	52 %	70 %	51 %	94 %	81 %
2010	80 %	30 %	45 %	33 %	94 %	83 %
2011	78 %	13 %	39 %	22 %	77 %	80 %
2011 *	78 %	13 %	39 %	22 %	100 %	80 %
2012	63 %	32 %	49 %	48 %	78 %	81 %
2012 *	82 %	42 %	46 %	45 %	90 %	92 %
2013	79 %	14 %	64 %	52 %	87 %	95 %
2014	80 %	14 %	61 %	63 %	82 %	88 %
2015	73 %	41 %	47 %	52 %	57 %	83 %
2016	57 %	62 %	55 %	70 %	94 %	74 %
2017	65 %	82 %	60 %	76 %	95 %	94 %
2018	78 %	63 %	65 %	78 %	83 %	89 %
2019	79 %	62 %	67 %	70 %	77 %	93 %
2020	88 %	78 %	76 %	87 %	94 %	94 %

2009 * : hors pic de prix du 19/10/09

2011 * : hors découplage du 28/02/11

2012 * : hors journée de pics de prix du 09/02/2012

Source : ENTSOE – Analyse CRE

En 2020, la corrélation des prix entre la France et les pays voisins a nettement augmenté par rapport à 2019 comme évoqué *supra*. Les augmentations les plus importantes sont atteintes avec l'Espagne et l'Italie. La corrélation avec la Belgique a également connu une forte hausse atteignant 94 % de corrélation.

- **Les différentiels de prix**

Les différentiels de prix spot diminuent en 2020 par rapport à l'année précédente sur toutes les frontières, à l'exception de la frontière franco-belge et franco-suisse.

Figure 12 Ecart de prix moyen entre la France et les pays voisins (spot J+1)

Produit spot (J+1) base : Écart de prix moyen (en €/MWh)						
Année	Allemagne - France (EPEX SPOT - EPEX SPOT)	Espagne - France (Omel - EPEX SPOT)	Grande Bretagne - France (Heren - EPEX SPOT)	Italie - France (IPEX - EPEX SPOT)	Belgique - France (Belpex - EPEX SPOT)	Suisse - France (Swissix - EPEX SPOT)
2004	0,4	-0,2	4,7	24,2		
2005	-0,7	7,0	8,6	11,8		
2006	1,5	1,2	9,8	25,0		
2007	-2,8	-1,7	1,3	30,1	0,9	5,1
2008	-3,4	-4,8	21,1	18,0	1,5	5,3
2009	-4,2	-6,1	-1,8	20,7	-3,7	4,9
2009*	-2,7	-4,5	-0,3	22,2	-2,2	6,4
2010	-3,0	-10,5	0,5	16,6	-1,2	3,5
2011	2,3	1,0	6,19	23,3	0,5	7,2
2012	-4,3	0,3	8,4	28,6	0,0	2,6
2012*	-3,5	1,1	9,2	29,2	0,7	3,2
2013	-5,5	1,1	15,8	19,8	4,21	1,5
2014	-1,9	7,4	17,9	17,9	6,2	2,2
2015	-6,8	11,8	17,2	13,8	6,2	1,8
2016	-7,7	2,9	12,4	6,2	-0,1	1,2
2017	-10,9	7,3	6,8	8,3	-0,7	1
2018	-5,5	7,1	14,7	11,1	5,1	2
2019	-1,8	8,2	3,3	11,8	-0,1	1,5
2020	-1,7	1,8	3,1	5,6	-0,3	1,8

2009 * : hors pic de prix du 19/10/09

2012 * : hors journée de pics de prix du 09/02/2012

Source : ENTSOE - Analyse CRE

Suivant l'amélioration du couplage des pays européens, les écarts de prix se sont notablement réduits, notamment les écarts de prix avec l'Espagne et l'Italie. La plus forte baisse des écarts est observée pour l'Espagne, qui se réduit de près de 78 %.

Figure 13 Ecart de prix moyen entre la France et l'Allemagne (future annuel Y+1)

Produit future annuel (Y+1) base : Ecart de prix moyen (en €/MWh)	
Année	Allemagne - France (EEX)
2006	-1,4
2007	1,43
2008	-3,72
2009	-2,55
2010	-2,08
2011	0,5
2012	-0,87
2013	-4,22
2014	-7,33
2015	-7,19
2016	-6,76
2017	-5,86
2018	-4,84
2019	-2,71
2020	-4,38

Source : EEX – Analyse CRE

Les marchés à terme ont, eux aussi, été fortement affectés par la crise sanitaire. Au début de la crise, le ralentissement de l'économie mondiale et la baisse des prix des matières premières ont provoqué un recul généralisé des prix en Europe.

Le produit calendaire français en Y+1 base⁶⁴ s'est négocié en 2020 en moyenne à 44,9 €/MWh soit une baisse de 11,6 % par rapport au prix moyen de 2019 (50,8 €/MWh). Le prix allemand s'est négocié en moyenne à 40,5 €/MWh en 2020, soit une baisse d'environ 16 % par rapport au prix de 2019 (48,1 €/MWh).

Le différentiel des prix du produit à terme Y+1 entre l'Allemagne et la France a fortement augmenté de 63 % par rapport à l'année précédente avec une moyenne de 4,4 €/MWh en 2020, contre 2,7 €/MWh en moyenne en 2019 (Tableau 6). En effet, les prix français et allemand n'ont pas été impactés de la même manière par la crise sanitaire. A la différence du prix allemand, le prix français n'est pas sensible uniquement aux prix des commodités (gaz, charbon, CO₂) mais également, dans une plus grande mesure, à la disponibilité prévisionnelle de son parc nucléaire pour l'année à venir.

Le 22 avril, la disponibilité prévisionnelle moyenne du parc nucléaire pour l'année 2021 est passé de 50,97 GW à 49,65 GW. Ainsi, entre le 21 et le 24 avril, l'écart de prix entre la France et l'Allemagne s'est creusé de près de 33 % (passant de 4,45 à 6,66 €/MWh), alors que le prix allemand semblait suivre la tendance baissière du charbon et du CO₂ entre mi-avril et mi-mai. L'écart de prix est resté assez haut tout au long du mois de juin avant de se réduire le 3 juillet avec une légère amélioration des perspectives de production du parc nucléaire français pour l'hiver et notamment pour le début d'année 2021.

2.2.1.5.2 Les transactions aux frontières en 2020

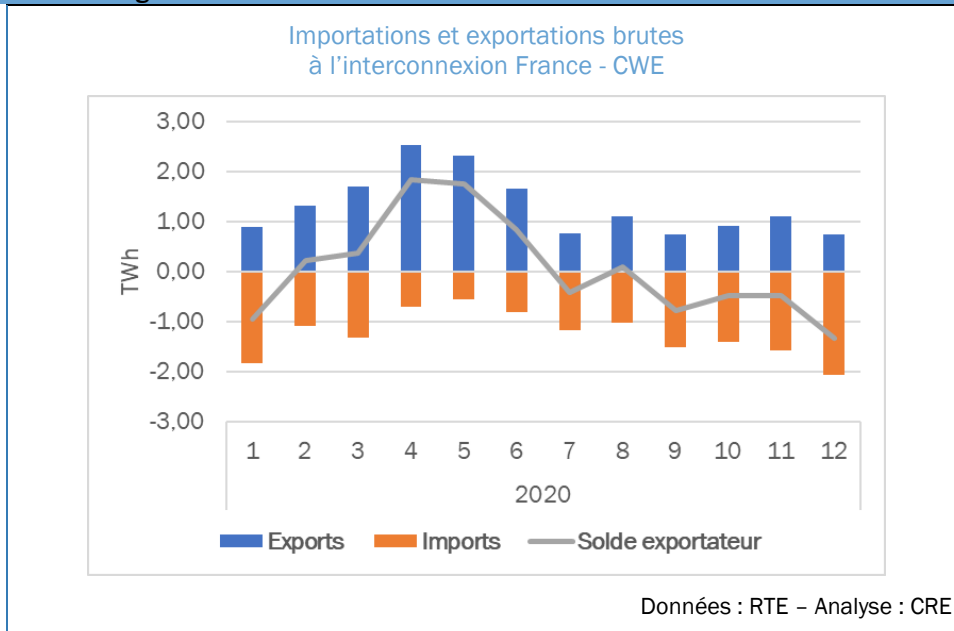
En 2020, les exportations ont diminué de près de 6,5 TWh (passant de 84,3 TWh à 77,8 TWh) et dans le même temps les importations ont augmenté de 6,3 TWh. La France conserve toutefois un solde commercial d'exportation positif en 2020 de 43,2 TWh, en forte diminution par rapport à 2019 (-22,4 %), en particulier avec la zone CWE (-77 %) et l'Espagne (-46 %).

- **France-CWE (Allemagne et Belgique)**

Le marché français a été exportateur net depuis la zone CWE d'environ 0,6 TWh en 2020.

⁶⁴ Un indice particulièrement intéressant à analyser est le produit calendaire pour livraison à l'année suivante (noté Y+1 pour « Year + 1 »). Ainsi en 2020, le produit Y+1 correspond au contrat de livraison d'électricité pour tous les jours de l'année 2021.

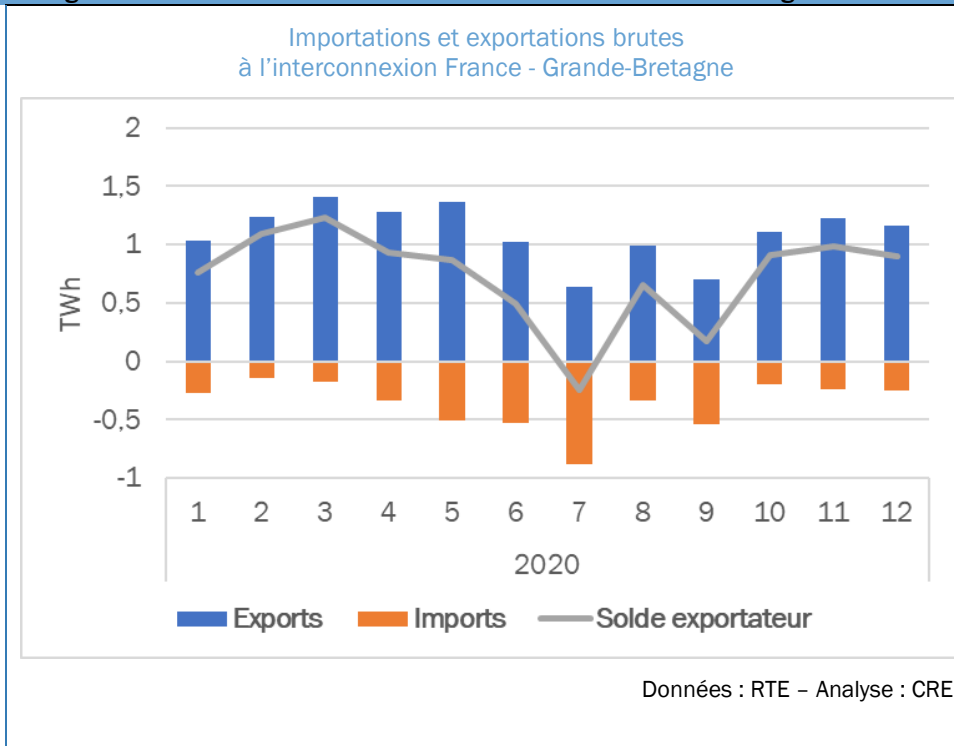
Figure 14 Transactions à l'interconnexion France – CWE en 2020



○ **France-Grande-Bretagne**

Le marché français a été exportateur net vers la Grande-Bretagne d'environ 8,8 TWh en 2020. Il diminue fortement par rapport à 2019 (-22 %), du fait d'échanges plus équilibrés entre juin et septembre comme sur les autres frontières françaises. En particulier, le mois de juillet est importateur, ce qui n'était plus arrivé depuis novembre 2017.

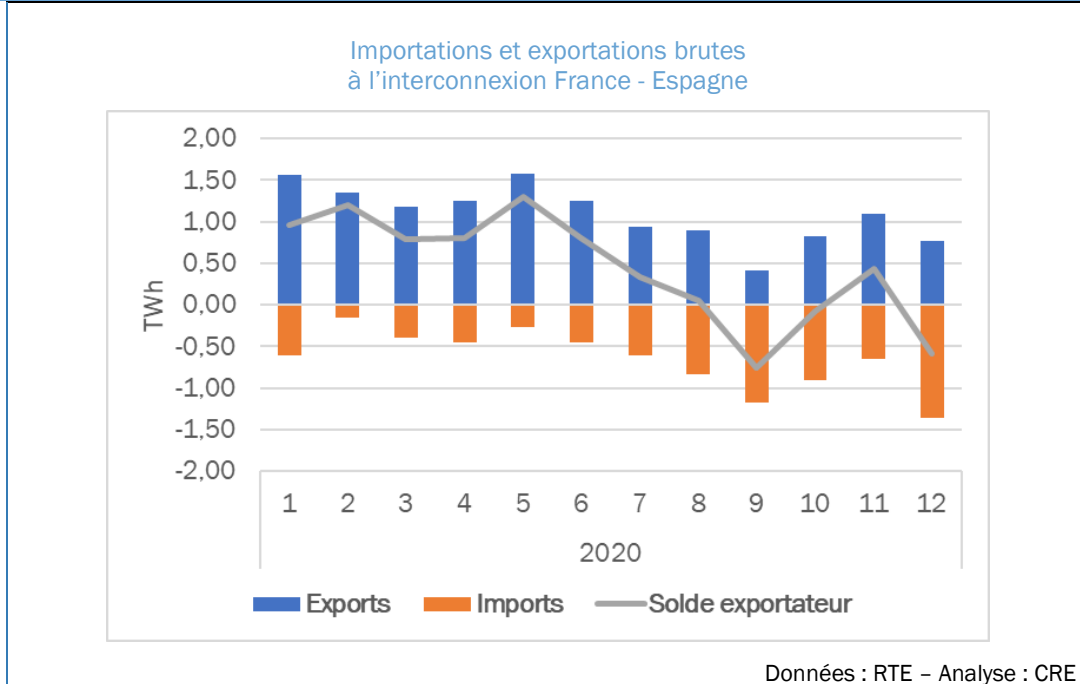
Figure 15 Transactions à l'interconnexion France – Grande-Bretagne en 2020



• **France-Espagne**

Le marché français a été exportateur net vers l'Espagne d'environ 5,2 TWh en 2020, soit 46 % de moins qu'en 2019. Ceci s'explique par des situations d'import plus fréquentes dues à des conditions de marché plus favorables cette année en Espagne et à un recul de la production nucléaire française. En septembre, le solde mensuel est importateur à hauteur de 0,8 TWh, un niveau jamais atteint auparavant.

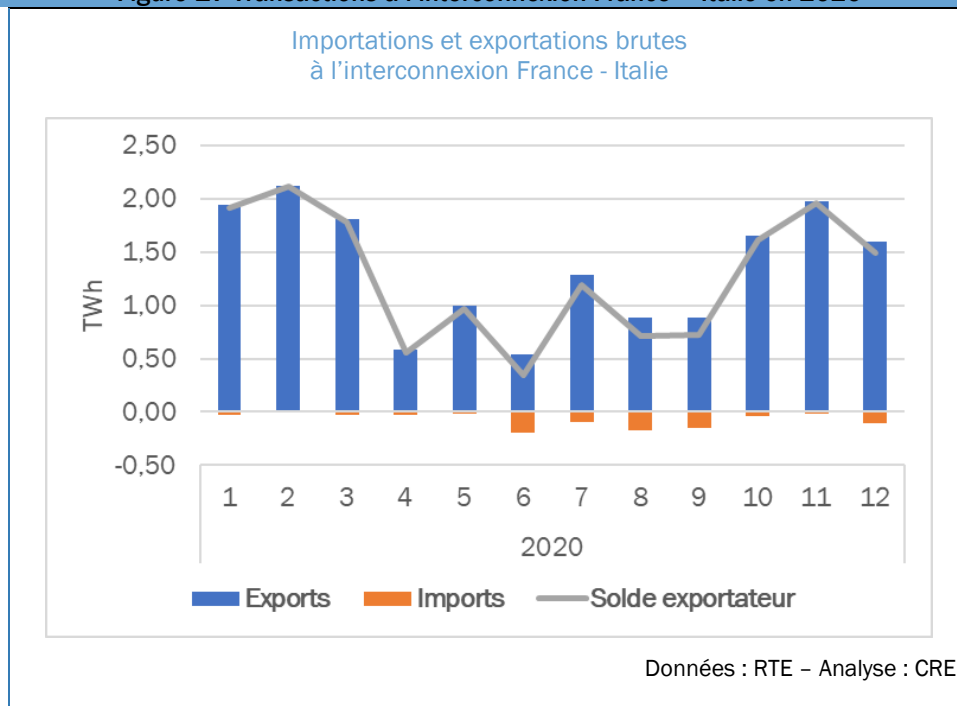
Figure 16 Transactions à l'interconnexion France - Espagne en 2020



- **France-Italie**

Le marché français reste fortement exportateur net vers l'Italie d'environ 15,4 TWh en 2020. Il est cependant en baisse par rapport aux années précédentes.

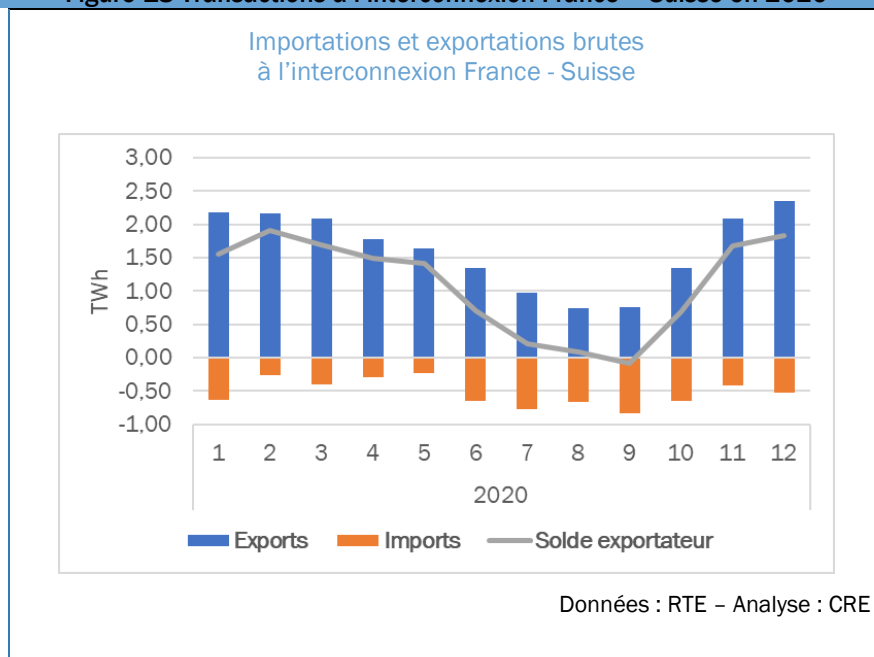
Figure 17 Transactions à l'interconnexion France - Italie en 2020



- **France-Suisse**

Le marché français a été exportateur net vers la Suisse d'environ 13,2 TWh en 2020. Un niveau comparable à celui de 2019.

Figure 18 Transactions à l'interconnexion France – Suisse en 2020



2.2.1.6 L'accès régulé à l'électricité nucléaire historique

2.2.1.6.1 Principes et prix de l'ARENH

Le dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) a été instauré par la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (NOME). Entré en vigueur au 1er juillet 2011 pour une durée de 15 ans, ce dispositif consiste à permettre aux fournisseurs alternatifs de s'approvisionner en électricité produite par le parc nucléaire historique d'EDF, dans une limite de 100 TWh par an au total, à un prix fixé par le gouvernement.

Le prix de l'ARENH s'établit depuis le 1er janvier 2012 à 42 €/MWh.

Depuis 2014, les gestionnaires de réseaux peuvent bénéficier de l'ARENH pour la couverture de leurs pertes. Les volumes d'ARENH auxquels les fournisseurs ont droit sont alors augmentés de façon à tenir compte des quantités d'électricité qu'ils fournissent aux gestionnaires de réseaux. Ces volumes d'ARENH s'ajoutent au plafond de droits prévu par l'article L. 336-2 du code de l'énergie et fixé à 100 TWh par arrêté depuis 2011.

Depuis le 1er janvier 2016, le dispositif ARENH ne fait plus de distinction entre les catégories de consommateurs et sa livraison correspond uniquement à un profil plat.

Enfin, l'ARENH comprend une valeur capacitaire depuis l'entrée en vigueur du mécanisme de capacité en 2017. La livraison d'un ruban d'1 MW à un fournisseur s'accompagne de la cession d'1 MW de garanties de capacité.

La loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat (loi Energie-Climat) dispose que le volume maximal d'ARENH peut être porté à 150 TWh à compter du 1er janvier 2020, hors fourniture des pertes des gestionnaires de réseaux, sachant que les volumes demandés par les fournisseurs alternatifs excèdent le plafond actuel de 100 TWh depuis 2019.

La CRE a publié le 22 juillet 2020⁶⁵ un rapport évaluant les effets et enjeux de l'atteinte du plafond ARENH, et recommandait de porter ce plafond à 150 TWh, comme la loi le permet.

2.2.1.6.2 Les volumes ARENH en 2020

La CRE a constaté une augmentation importante des demandes d'ARENH depuis 2017, en raison de la stabilisation des prix sur le marché à terme au-dessus de 42 €/MWh et du développement de la concurrence sur le marché de détail. Le volume d'ARENH demandé à destination des consommateurs a ainsi atteint 147 TWh pour l'année de livraison 2020, auxquelles s'ajoutaient 23,2 TWh au titre des pertes des gestionnaires de réseaux. Conformément au plafond fixé pour l'ARENH (cf. *supra*), la CRE a procédé à un écrêtement des demandes à hauteur de 32% pour les livraisons en 2020.

Cette configuration a été de nouveau observée en amont de l'année 2021 : 146.2 TWh d'ARENH ont été demandés à destination des consommateurs, entraînant un écrêtement des demandes à hauteur de 31.6%. En conséquence,

⁶⁵ Rapport pris en application de l'article R. 336-39 du code de l'énergie analysant les causes et les enjeux de l'atteinte du plafond du dispositif ARENH

100 TWh d'ARENH sont livrés pour l'année 2021, auxquels s'ajoutent 26,3 TWh d'ARENH à destination des pertes des gestionnaires de réseau.

2.2.1.7 La surveillance du marché de gros

2.2.1.7.1 Les enjeux de la surveillance

Conformément aux dispositions de l'article L.131-2 du code de l'énergie, la CRE « *surveille, pour l'électricité et pour le gaz naturel, les transactions effectuées entre fournisseurs, négociants et producteurs, les transactions effectuées sur les marchés organisés ainsi que les échanges aux frontières [...]. Elle surveille la cohérence des offres [...] faites par les producteurs, négociants et fournisseurs [...] avec leurs contraintes économiques et techniques.* » La mission de surveillance des marchés de gros de la CRE a ainsi pour objectif de s'assurer que les prix sur les marchés de gros de l'énergie sont cohérents avec les fondamentaux techniques et économiques de ces marchés. En particulier, la CRE s'attache à vérifier l'absence de manipulation de marché ou d'exercice d'un pouvoir de marché par lequel un acteur abuserait de sa situation pour obtenir des prix anormaux notamment au regard de ses coûts.

Cette mission s'inscrit aussi dans le cadre du règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie, dit REMIT, qui organise la surveillance des marchés de gros de l'énergie, interdit les abus de marché et oblige les acteurs de marché à publier les informations privilégiées qu'ils détiennent. REMIT confie la supervision des marchés au niveau européen à l'ACER, en coopération avec les régulateurs nationaux qui sont en charge des enquêtes et des sanctions au plan national.

Au niveau national, la loi du 15 avril 2013 a modifié le code de l'énergie pour conférer à la CRE la mission de garantir le respect du REMIT, et, en son sein, au Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDiS) la compétence de sanctionner les manquements à REMIT. Elle a été complétée par l'ordonnance n° 2016-461 du 14 avril 2016 précisant les compétences de la CRE en matière de recueil d'information, de sanction et de coopération. Le cadre procédural spécifique au CoRDiS a par ailleurs été précisé par le décret n° 2015-206 du 24 février 2015. Le dispositif juridique est donc complet et pleinement opérationnel depuis plusieurs années et permet à la CRE, dans le cadre de REMIT, de :

- surveiller les marchés de gros ;
- mener des enquêtes en cas de suspicion de manipulation de marchés ;
- sanctionner les manquements éventuels.

2.2.1.7.2 La surveillance des marchés de gros par la CRE en 2020

La loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie a donné compétence à la CRE pour surveiller les marchés de gros. La CRE rend compte de ces activités dans ses rapports sur le fonctionnement des marchés de gros français de l'électricité et du gaz naturel, dont la 14^{ème} édition, portant sur l'année 2020 a été publiée le 21 juillet 2021⁶⁶.

La CRE veille au bon fonctionnement des marchés de gros de l'énergie en examinant les opérations des acteurs du marché par croisement avec toutes les sources d'information à sa disposition et en étroite coopération avec l'ACER et les autres régulateurs européens

Le périmètre surveillé par la CRE, dans le cadre du règlement REMIT, a représenté 5,2 millions de transactions sur les marchés de gros de l'énergie en 2020, soit l'équivalent de 1 800 TWh échangés ou plus de 52 Md€ en valeur.

Les mécanismes de surveillance mis en place par l'ACER, les régulateurs nationaux et les personnes qui organisent des transactions à titre professionnel (« *persons professionally arranging transactions* » ou PPAT) permettent de détecter un nombre croissant de cas susceptibles de constituer un manquement au règlement REMIT. La CRE a reçu de la part de l'ACER 394 alertes de comportement potentiellement suspect entre octobre 2017 et mars 2020.

De plus, la CRE s'appuie sur des outils de détection internes pour identifier les possibles cas d'abus de marché, mais aussi sur les notifications de suspicions reçues par différentes sources, et notamment par les personnes organisant des transactions à titre professionnel (PPAT) qui, en tant qu'organisateur des opérations de négoce sur leurs plateformes, représentent une source d'information de grande valeur. En effet, les PPAT ont, en application de l'article 15 du règlement REMIT, l'obligation d'avertir sans délai l'autorité de régulation nationale si elles ont des raisons de suspecter un manquement aux articles 3 ou 5 du règlement REMIT. La CRE considère indispensables les activités de surveillance menées par les PPAT et tient ainsi à entretenir avec eux une collaboration active. En 2020, la CRE a poursuivi sa collaboration avec RTE et EPEX SPOT, mais a aussi développé des échanges avec Nord Pool, qui a démarré ses activités en France en 2018, ainsi qu'avec les courtiers basés en France et opérant sur les marchés énergétiques de gros. Enfin, la CRE a également développé des relations avec les opérateurs de réseau

⁶⁶ <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/rapport-de-surveillance-des-marches-de-gros-de-l-electricite-et-du-gaz-naturel-en-2020>

et de stockage de gaz en France en ce qui concerne la surveillance de ces marchés. A date, une trentaine de cas sont en cours d'analyse approfondie par les services de la CRE.

En cas de soupçon de manquement aux dispositions du règlement REMIT et conformément aux dispositions du code de l'énergie, l'ouverture d'une enquête peut être décidée par le Président de la CRE qui nomme alors un agent enquêteur. Une enquête peut aboutir, le cas échéant, à la saisine du CoRDIS.

En 2020, quatre enquêtes étaient en cours d'investigation par les services de la CRE, dont deux ont été clôturées respectivement par un constat de non-manquement et pour des raisons relatives à la prescription. Deux autres enquêtes, ayant fait l'objet d'une saisine du CoRDIS pendant les années antérieures, étaient en revanche en cours d'instruction par ce dernier.

Par ailleurs, en 2020, la CRE a notamment analysé la qualité des publications relatives aux indisponibilités du parc de production, en particulier en ce qui concerne les délais dans lesquels les informations privilégiées étaient publiées par les acteurs du marché dans le cadre d'un fonctionnement « normal » et pendant la période fortement affectée par la crise sanitaire. La CRE attache une attention particulière à la qualité de ces publications ainsi qu'au respect des obligations réglementaires qui s'imposent aux acteurs du marché dans ce cadre. Certains retards de publication constatés font actuellement l'objet d'une analyse approfondie afin d'étudier plus en détails les circonstances qui ont conduit à ces retards.

Les services de la CRE ont également réalisé en 2020 une étude sur la sensibilité du prix de marché de l'électricité français aux publications des informations relatives aux indisponibilités des moyens de production en France. Cette étude apporte des éléments quantitatifs sur la sensibilité moyenne du prix infra-journalier de l'électricité en France à la publication d'une information privilégiée et il fera l'objet d'une communication de la CRE prochainement.

La CRE attache une importance majeure à l'avancée des travaux et projets européens pour la mise en place de règles et de pratiques communes de surveillance au sein de l'Union européenne. Ainsi, la CRE participe activement aux groupes de travail et forums européens relatifs à REMIT en étroite collaboration avec l'ACER, ainsi qu'avec les régulateurs de l'énergie des autres Etats membres de l'Union européenne et les autorités financières et de la concurrence.

Ces travaux, coordonnés par l'ACER, ont donné lieu en 2020 à plusieurs publications, dont celle de la 5^{ème} édition des orientations générales de l'ACER sur l'application du règlement REMIT, qui donne notamment des orientations plus détaillées concernant la qualification et la gestion de l'information privilégiée, ainsi que sur la pratique dite de rétention de capacité, pouvant constituer, dans certaines circonstances, une manipulation du marché.

La qualité des données transactionnelles et fondamentales est essentielle pour la conduite de la surveillance des marchés de gros. La CRE s'implique donc activement dans les travaux de l'ACER sur la qualité des données et a ainsi contribué à définir, avec les autres autorités européennes, les principaux éléments à améliorer en ce qui concerne l'harmonisation des déclarations de données ainsi que les tests de complétude et de qualité. Ces travaux ont donné lieu le 30 juin 2020 à des mises à jour des documents publiés par l'ACER relatifs à la déclaration des données. Enfin, l'ACER a publié le 22 octobre 2020 une nouvelle lettre ouverte concernant la qualité des données⁶⁷.

2.2.2 Le marché de détail

2.2.2.1 Etat des lieux

2.2.2.1.1 Les consommateurs

L'ouverture à la concurrence est effective pour l'ensemble des consommateurs français depuis 2007. Cela correspondait, au 31 décembre 2020, à 39,2 millions de sites, ce qui représentait 412 TWh de consommation annuelle d'électricité.

Les clients peuvent disposer de deux types de contrats :

- les tarifs réglementés de vente (uniquement pour les clients particuliers et pour les petits clients professionnels), dont les évolutions sont fixées par les pouvoirs publics⁶⁸ et qui ne peuvent être proposés que par les fournisseurs historiques ;
- les offres de marché (ou offres libres), dont les prix sont fixés librement par les fournisseurs alternatifs et historiques.

⁶⁷ https://documents.acer-remit.eu/wp-content/uploads/20201022_Fourth-Open-Letter-on-REMIT-data-quality.pdf

⁶⁸ La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a pour mission de proposer, depuis le 8 décembre 2015, aux ministres de l'énergie et de l'économie ces tarifs réglementés de vente (TRV) de l'électricité.

Figure 19 Répartition des consommateurs finals par type de site (au 31 décembre 2020)

	Nombre de sites
Sites résidentiels	33 401 000
Sites non résidentiels	5 116 000

Source : Données 2020, GRD, RTE, Analyses CRE

Figure 20 Répartition de la consommation annuelle des consommateurs finals (au 31 décembre 2020)

	Consommation 2020 en TWh
Sites résidentiels	151,9
Sites non résidentiels	277,4

Source : Données 2020, GRD, RTE, Analyses CRE

La crise sanitaire et le confinement ont eu un impact important sur le marché d'électricité et de gaz naturel et surtout sur la consommation de l'ensemble des consommateurs français. Les chiffres montrent que la crise sanitaire a aussi eu un effet significatif sur la mobilité des consommateurs, en particulier résidentiels, et donc sur la dynamique concurrentielle du marché de détail. Cet effet s'observe tant sur les « mises en service », souvent associées aux déménagements, que sur les changements de fournisseur. Il représente une baisse du nombre de ventes brutes de 431 000 en électricité entre les 2^{ème} trimestres 2020 et 2019.

En conséquence, au cours de l'année 2020, l'ouverture à la concurrence du **marché résidentiel** a ralenti avec 1 399 000 sites supplémentaires en offre de marché, soit +15%, comparé à l'année 2019, où le nombre de clients supplémentaires était de l'ordre de 1 729 000 sites soit + 23%. Ce ralentissement s'est surtout ressenti au cours du deuxième trimestre de l'année, la dynamique étant repartie à la hausse lors du 3^{ème} et 4^{ème} trimestre de 2020. Au 31 décembre 2020, 10 558 000 sites sur un total de 33,4 millions étaient en offre de marché en électricité, dont plus de 90 % chez un fournisseur alternatif.

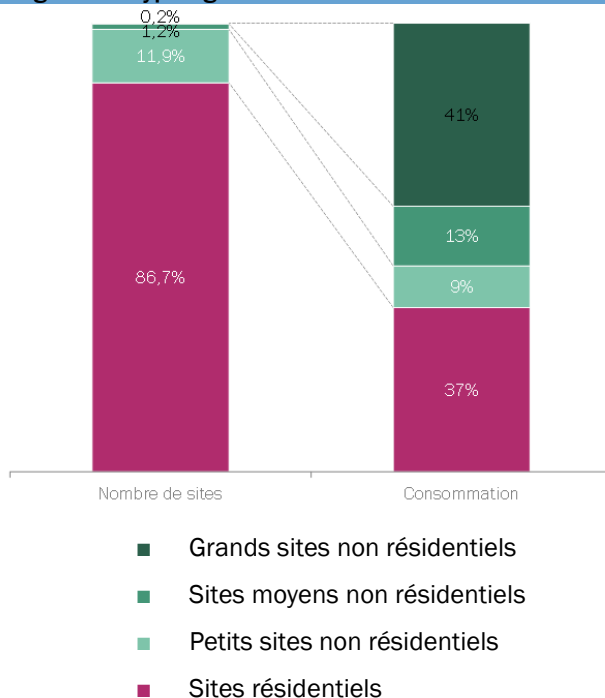
Sur le marché de l'électricité résidentiel, les offres aux tarifs réglementés de vente restent majoritaires et représentent 69 % des sites (contre 72% en 2019).

La dynamique concurrentielle sur **marché non résidentiel** a été moins touchée par la crise sanitaire car les consommateurs professionnels sont moins mobiles au cours du deuxième trimestre de l'année, période de confinement. Lors du 3^{ème} et 4^{ème} trimestre de l'année 2020, les offres de marché se sont développées plus fortement, en raison de l'anticipation de l'échéance de suppression partielle des TRV d'électricité au 1^{er} janvier 2021. Le nombre de sites non résidentiels en offre de marché a augmenté de 20% en 2020 (soit 418 000 sites supplémentaires) contre 9,9% en 2019 et 11,3 % au cours de l'année 2017. Au 31 décembre 2020, 2 492 000 sites sur un total de 5,1 millions étaient en offre de marché en électricité, dont environ 59% (64% en 2019) chez un fournisseur alternatif.

Sur le marché non résidentiel, à partir du 1^{er} janvier 2021, seule une partie des petits sites professionnels est encore éligible aux tarifs réglementés⁶⁹. Au 31 décembre 2020, 43% des petits sites professionnels (contre 34% en 2019) ont souscrit une offre de marché.

⁶⁹ La loi n°2019-1147 relative à l'énergie et au climat (LEC), promulguée le 8 novembre 2019, a mis fin aux tarifs réglementés de vente (TRV) en électricité pour les consommateurs professionnels qui emploient plus de 10 personnes ou dont le chiffre d'affaires, les recettes et le total de bilan annuel excèdent 2 millions d'euros.

Figure 21 Typologie des sites au 31 décembre 2020



Source : données 2020 GRD, RTE, fournisseurs – Analyse : CRE

2.2.2.1.2 Les parts de marché – analyse en termes de nombre de sites

Figure 22 Parts de marché des 3 fournisseurs historiques les plus significatifs sur chaque segment et sur l'ensemble du marché (en nombre de sites au 31 décembre 2020)

Tous segments	Segment des grands sites non résidentiels	Segment des sites moyens non résidentiels	Segment des petits sites non résidentiels	Segment des sites résidentiels
70%	55%	57%	72%	71%

Source : Données 2019, GRD, RTE, Analyses CRE

Figure 23 Parts de marché des 3 fournisseurs alternatifs les plus significatifs sur chaque segment et sur l'ensemble du marché (en nombre de sites au 31 décembre 2020)

Tous segments	Segment des grands sites non résidentiels	Segment des sites moyens non résidentiels	Segment des petits sites non résidentiels	Segment des sites résidentiels
25%	27%	31%	25%	25%

Source : Données 2020, GRD, RTE, Analyses CRE

2.2.2.1.3 Les parts de marché – analyse en termes de volume de consommation

Figure 24 Parts de marché des 3 fournisseurs historiques les plus significatifs pour chaque segment et sur l'ensemble du marché en volume (au 31 décembre 2020)

Tous segments	Segment des grands sites non résidentiels	Segment des sites moyens non résidentiels	Segment des petits sites non résidentiels	Segment des sites résidentiels
59%	46%	53%	66%	72%

Source : Données 2020, GRD, RTE, Analyses CRE

Figure 25 Parts de marché des 3 fournisseurs alternatifs les plus significatifs sur chaque segment et sur l'ensemble du marché en volume (au 31 décembre 2020)

Tous segments	Segment des grands sites non résidentiels	Segment des sites moyens non résidentiels	Segment des petits sites non résidentiels	Segment des sites résidentiels
26%	35%	34%	29%	22%

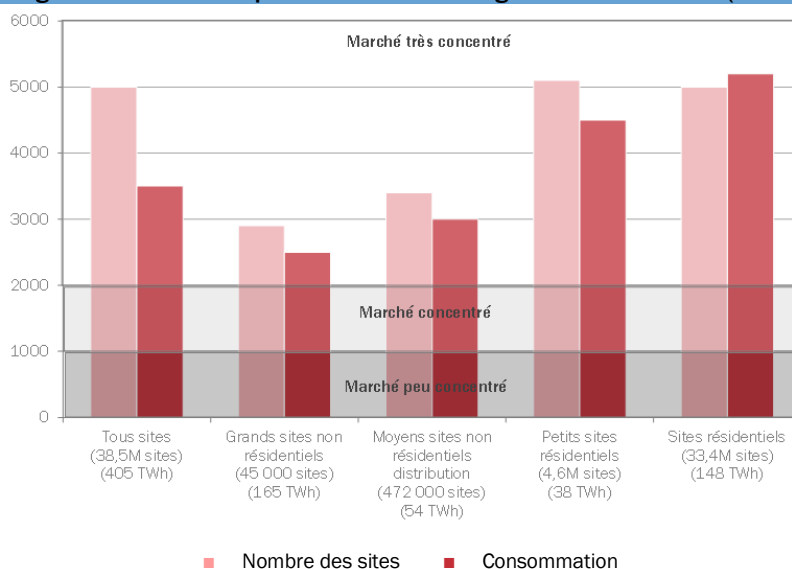
Source : Données 2020, GRD, RTE, Analyses CRE

2.2.2.1.4 La concentration du marché

Le graphique suivant donne l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI)⁷⁰ en nombre de sites et en volume pour les différents segments du marché de détail. Cet indice mesure la concentration du marché sur chaque segment de clientèle.

En 2020 la concentration du marché a diminué sur tous les segments en volume et en sites. Le marché de détail de l'électricité reste néanmoins un marché très concentré en termes de sites, notamment sur le segment résidentiel.

Figure 26 Indice HHI pour les différents segments de clientèle (2020)



Source : GRD, RTE – Analyse : CRE

2.2.2.1.5 Les fournisseurs

Au 31 décembre 2020, 35 fournisseurs nationaux⁷¹ et déclarés auprès de la CRE possédaient au moins un client résidentiel en portefeuille (soit 5 de plus qu'en 2019). Le nombre de fournisseurs proposant des offres aux consommateurs résidentiels a notamment doublé entre 2016 et 2020. Sur le segment non résidentiel, 43 fournisseurs nationaux sont déclarés fin 2020 (soit 8 de plus qu'en 2019), ce nombre est également en forte augmentation sur les dernières années.

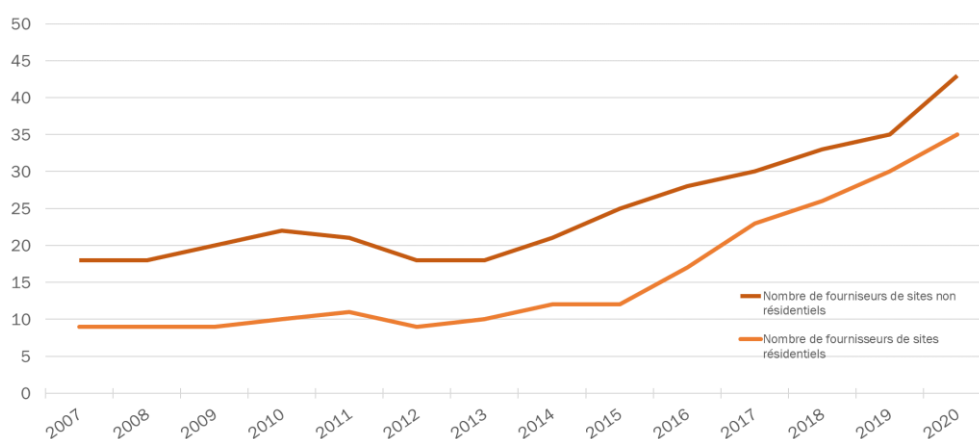
Le nombre de fournisseurs alternatifs présents sur les territoires des six principales ELD (Strasbourg Electricité Réseaux, URM, Gérédis Deux-Sèvres et GreenAlp) est en augmentation. Concernant le segment résidentiel, peu de fournisseurs alternatifs sont présents et leurs parts de marché restent à ce jour marginales.

⁷⁰ L'indice HHI est égal à la somme des carrés des parts de marché des intervenants, et mesure la concentration du marché (il est d'autant plus élevé que le marché est concentré). On considère généralement qu'un marché est peu concentré si son HHI est inférieur à 1 000, et très concentré s'il est supérieur à 1 800.

Étant données les spécificités des marchés d'électricité et du gaz, cet indice ne doit être utilisé comme un indicateur du degré de concurrence qu'avec précaution. En effet, dans le cas de l'électricité, concentration et concurrence ne sont pas liées de façon aussi directe que sur la plupart des marchés.

⁷¹ Les fournisseurs nationaux sont ceux qu'ils ont déclaré proposer des offres dans au moins 90 % des communes de France métropolitaine raccordées au réseau de l'électricité (hors Corse).

Figure 27 Les fournisseurs nationaux d'électricité



Source : énergie-info.fr, Analyses CRE

2.2.2.1.6 Analyse des taux de changement de fournisseur

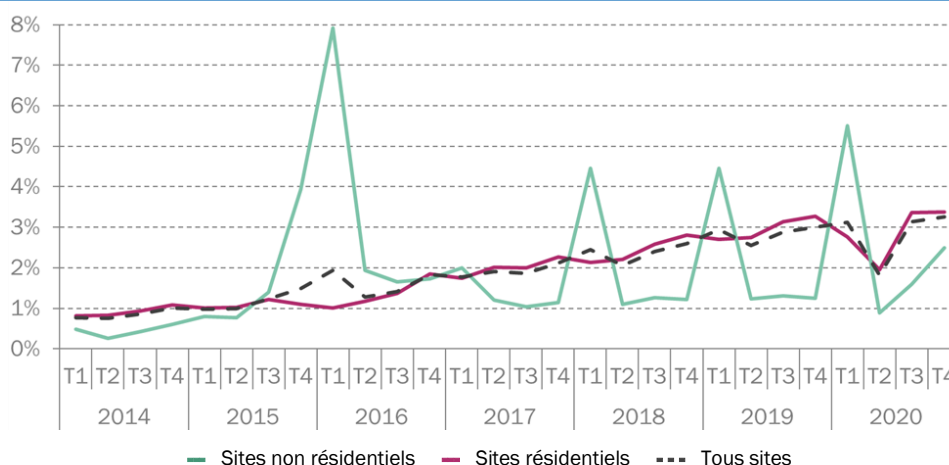
Un « switch » est considéré comme le mouvement librement choisi d'un client d'un fournisseur à un autre. Le taux de switch est alors le ratio du nombre de changements de fournisseurs ajouté aux mises en services des fournisseurs alternatifs dans la zone desservant le client sur le nombre total des clients éligibles dans chaque segment de clientèle.

Il est à noter que le taux de switch ne tient pas compte des contrats renégociés sans qu'il y ait changement de fournisseurs.

Le taux de switch trimestriel sur le segment résidentiel a progressé à un rythme continu depuis 2014 jusqu'à atteindre 3% au cours du quatrième trimestre 2019. La crise sanitaire Covid-19 a eu un effet important sur la mobilité des consommateurs résidentiels, les taux de switch ont fortement baissé au cours du 2^{ème} trimestre 2020, pour reprendre un rythme plus stable sur le reste de l'année. Cependant, le taux de switch annuel reste relativement stable et s'élève à 11,5 % en 2020, contre 11,9% en 2019.

Concernant le segment non résidentiel, la CRE note un pic de mobilité structurel au 1^{er} janvier de chaque année (échéance de renouvellement de contrats). Pour l'année 2020 et à l'approche de la suppression partielle des tarifs réglementés de vente au 1^{er} janvier 2021, les taux de switch ont été plus importants que les années précédentes sur les troisième et quatrième trimestres. Le taux de switch annuel s'élève à 10,5% contre 8,9 % en 2019.

Figure 28 Taux de switch trimestriel



Source : Données 2020, GRD, RTE, Analyses CRE

2.2.2.2 Les prix et les offres

2.2.2.2.1 Qui a droit à quel type d'offre ?

- **Clients dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA**

Cette catégorie de clients correspond aux clients résidentiels et petits professionnels, c'est-à-dire au marché dit « de masse ».

Ces clients peuvent changer d'offre à tout moment, sans délai et sans frais, pour une offre à prix de marché ou pour un tarif réglementé de vente de mêmes caractéristiques de consommation s'ils y sont éligibles.

La loi n° 2019-1147 relative à l'énergie et au climat (LEC), promulguée le 8 novembre 2019, a mis fin aux tarifs réglementés de vente (TRV) en électricité pour les consommateurs professionnels qui emploient plus de 10 personnes ou dont le chiffre d'affaires, les recettes et le total de bilan annuel excèdent 2 millions d'euros. A partir du 1er janvier 2021, seule une partie des petits sites professionnels est encore éligible aux tarifs réglementés.

- **Clients dont la puissance souscrite est strictement supérieure à 36 kVA**

Selon les dispositions antérieures de l'article L 337-9 du code de l'énergie, les tarifs réglementés pour les clients ayant souscrit une puissance strictement supérieure à 36 kVA, ont perduré jusqu'au 31 décembre 2015, date à partir de laquelle ils ont été supprimés.

L'article L. 337-7 du code de l'énergie exclut désormais tout site souscrivant à une puissance supérieure à 36 kVA du bénéfice des tarifs règlementés de vente. Ils peuvent donc exclusivement souscrire des offres de marché auprès du fournisseur de leur choix.

2.2.2.2.2 Les tarifs réglementés de vente

- **Méthodologie de calcul des tarifs réglementés**

Les tarifs règlementés sont établis, conformément aux articles L.337-5 et L.337-6 du code de l'énergie, par addition du prix de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH), du coût du complément à la fourniture d'électricité qui inclut la garantie de capacité, des charges d'acheminement et des coûts de commercialisation ainsi que d'une rémunération normale de l'activité de fourniture.

Les dispositions des articles R. 337-18 à R. 337-24 du code de l'énergie mettent en œuvre la tarification par empilement en niveau et en structure des TRV.

Cette méthodologie de calcul des tarifs règlementés vise à garantir la « contestabilité » de ces tarifs par les fournisseurs alternatifs, c'est-à-dire « la faculté pour un opérateur concurrent d'EDF présent ou entrant sur le marché de la fourniture d'électricité de proposer, sur ce marché, des offres à prix égaux ou inférieurs aux tarifs règlementés » (Conseil d'Etat, décision du 7 janvier 2015, N° 386076).

Deux mouvements tarifaires ont eu lieu en 2020, un au mois de février et l'autre au mois d'août 2020.

La CRE a proposé dans sa délibération du 16 janvier 2020⁷² une évolution des TRVE (+ 3,1% HT soit + 2,4% TTC) afin de prendre en compte les variations substantielles des coûts sous-jacents à la construction des TRVE liées notamment :

⁷² Délibération n° 2020-002 du 16 janvier 2020 portant proposition des tarifs règlementés de vente d'électricité

- à l'augmentation des prix sur les marchés de gros de l'énergie, du prix de la capacité, ainsi que le niveau d'écrêtement de l'ARENH pour l'année 2020.

En effet, le produit calendaire Base, correspondant à une livraison d'un « ruban » de puissance constante, est passé de 43,1 €/MWh en moyenne pour l'année 2019 à 48,3 €/MWh pour l'année 2020. Cette augmentation des prix sur les marchés de gros renchérit le coût d'approvisionnement des fournisseurs.

L'article L. 337-6 du code de l'énergie prévoit qu'en addition du coût d'approvisionnement en énergie, les TRVE intègrent le coût d'acquisition des garanties de capacité. Le prix retenu dans la méthode de construction des TRVE correspond à la moyenne des prix révélés lors des six enchères de capacité ayant eu lieu entre le 21 mars 2019 et le 12 décembre 2019 et portant sur l'année de livraison 2020. Le prix résultant s'établit à 19 458 €/MW au lieu de 17 365 €/MW pour l'année 2019, en légère hausse.

Comme en 2019, la demande d'ARENH des fournisseurs alternatifs au guichet de novembre 2019 a été supérieure au plafond de 100 TWh fixé dans le code de l'énergie. Ce plafond, qui n'a pas évolué depuis la loi NOME de 2010, a eu pour conséquence un écrêtement des volumes d'ARENH attribués aux fournisseurs qui ont dû acheter les volumes complémentaires sur le marché à des prix élevés. Au guichet de novembre 2019, les demandes d'ARENH pour livraison en 2020 ont été supérieures à celles pour livraison en 2019 (147 TWh pour 2020 contre 133 TWh pour 2019), entraînant un écrêtement plus important des demandes des fournisseurs. L'effet de cet écrêtement est toutefois contrebalancé par des prix de marché sur la période de cotation du 2 décembre 2019 au 23 décembre 2019 sensiblement plus bas que les prix constatés en décembre 2018.

- A l'augmentation des coûts de commercialisation incluant les coûts d'acquisition en certificats d'économie d'énergie.
- Au rattrapage de l'écart entre coûts et recettes des TRVE constaté pendant l'année 2019, lié notamment à l'entrée en vigueur au 1er juin 2019 de la proposition tarifaire de la CRE du 7 février 2019.

La CRE a proposé dans sa délibération du 2 juillet 2020⁷³ une évolution des TRVE (+ 1,8 % HT soit + 1,5 % TTC) afin de prendre en compte les variations substantielles des coûts sous-jacents à la construction des TRVE liées :

- à la hausse de la composante d'acheminement de +3,4 % en moyenne (soit + 1,2 % sur les TRVE TTC) à la suite de l'évolution du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité au 1^{er} août 2020 ;

En effet, l'article R. 337-22 du code de l'énergie prévoit que toute évolution des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité doit donner lieu à une modification des TRVE en vigueur pour prendre en compte cette évolution. Or, par une délibération du 20 mai 2020⁷⁴, la CRE fait évoluer les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) dans les domaines de tension HTA et BT au 1^{er} août 2020.

- à la hausse de la contrepartie financière reçue par les fournisseurs au titre de la gestion des clients pour le compte du gestionnaire de réseau et qui vient en déduction des coûts de commercialisation (soit - 0.1 % sur les TRVE TTC) ;
- la fin d'un rattrapage à la baisse lié à une sur couverture des coûts par les TRVE au titre de l'année 2018 (soit + 0,4 % sur les TRVE TTC).

⁷³ Délibération n° 2020-174 du 2 juillet 2020 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité

⁷⁴ Délibération n° 2020-095 du 20 mai 2020 portant décision sur l'évolution de la grille tarifaire des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT au 1^{er} août 2020

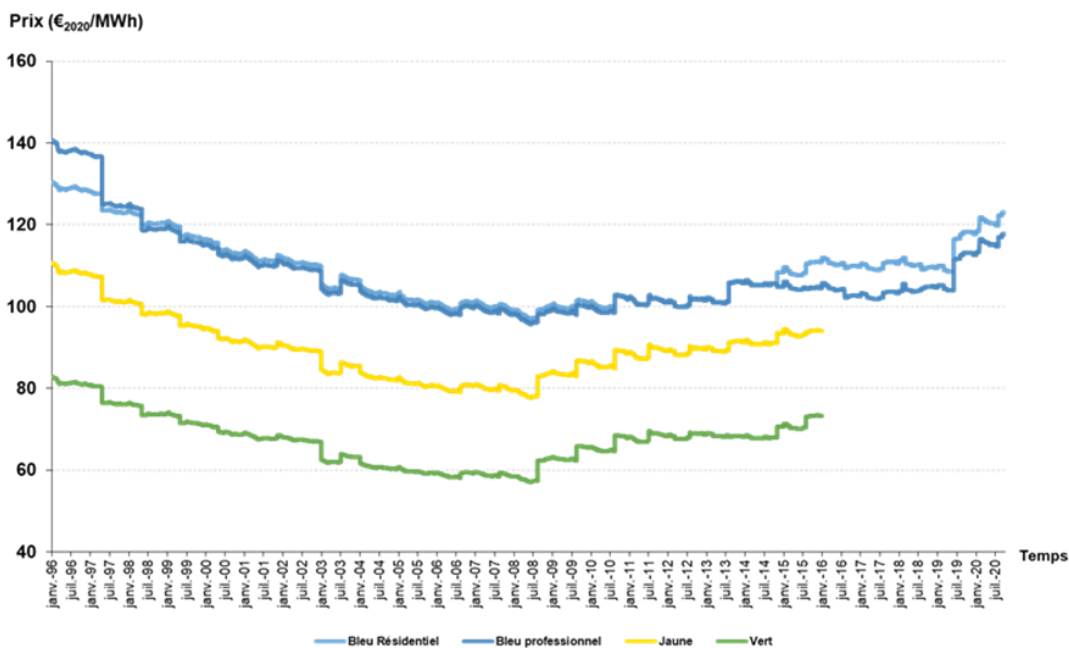
Figure 29 Augmentation des tarifs réglementés de vente (évolution en moyenne, hors taxes)

Date	Tarifs bleus résidentiels	Tarifs bleus non résidentiels	Tarifs jaunes	Tarifs verts
15 août 2010*	+3,0 %	+4,0 %	+4,5 %	+5,5 %
1 ^{er} juillet 2011	+1,7 %		+3,2 %	+3,2 %
23 juillet 2012	+2,0 %		+2,0 %	+2 %
1 ^{er} août 2013*	+5,0 %		+2,7 %	+0,0 %
1 ^{er} novembre 2014*	+2,5 %	-0,7 %	+2,5 %	+3,7 %
1 ^{er} août 2015	+2,5 %	+0,0 %	+0,9 %	+4,0 %
1 ^{er} août 2016*	- 0,5 %	- 1,5 %		
1 ^{er} août 2017 *	+1,7%	+1,7%		
1 ^{er} février 2018	+0,7%	+1,6%		
1 ^{er} août 2018	- 0,5 %	+1,1%		
1 ^{er} juin 2019	+7,7%	+7,7%		
1 ^{er} août 2019	+1,49%	+1,34%		
1 ^{er} février 2020	+3,00%	+3,10%		
1 ^{er} août 2020	+1,82%	+1,81%		

*Hausse moyenne tenant compte d'une modification tarifaire en structure

Source : CRE

Figure 30 Evolution du Tarif Réglementé de Vente de vente de l'électricité hors taxes en euros constants 2020



Source : Analyse CRE

- **Composantes de la facture de clients type aux tarifs réglementés de vente d'électricité tels que proposés au 31 décembre 2020**

Le tableau suivant présente la décomposition de la facture de clients type aux tarifs réglementés de vente d'électricité au 31 décembre 2020 (les hypothèses de consommation pour ces clients types sont présentées en dessous du tableau).

Les niveaux des contributions et des taxes retenues sont présentés ci-après :

Figure 31 Facture aux tarifs réglementés de vente d'électricité au 31 décembre 2020 (€/MWh)

	Dc	la
Tarif intégré HT (hors CTA)	130,9	139,0
dont Tarif réseau (TURPE 5 au 1 ^{er} août 2020)	58,7	57,2
dont Part fourniture	72,2	81,8
CTA*	6,4	6,0
TLCFE **	9,8	9,8
TICFE ***	22,5	22,5
TVA ****	28,4	29,3
Tarif TTC	198,0	206,6

Source : CRE

NB : Il s'agit de factures pour des clients type, qui ne sont a priori pas représentatifs des clients moyens de chacune des catégories tarifaires considérées. Ces clients types sont définis ci-dessous.

La CRE ne présente plus que des décompositions de prix relatives au client type « Dc » (comme dans ses derniers rapports) ainsi que pour un client de type « la ».

La définition des clients type est celle d'Eurostat :

Dc : client résidentiel consommation entre 2500 et 5000 kWh.

la : client industriel consommation inférieure à 20 MWh.

(*) La CTA (contribution tarifaire d'acheminement) permet de financer les droits spécifiques relatifs à l'assurance vieillesse des personnels relevant du régime des industries électriques et gazières. Le montant de la CTA est égal à 27,04% (hors TVA) de la partie fixe du tarif d'acheminement appliqué par les gestionnaires des réseaux de distribution d'électricité. Celui-ci dépend du tarif d'acheminement choisi par le fournisseur pour ses clients.

(**)

Les Taxes sur la Consommation Finale d'Electricité (TCFE) sont définies par chaque commune et chaque département. Ces taxes sont payées par tous les consommateurs d'électricité dont la puissance maximale souscrite est inférieure ou égale à 250 kVA. Depuis le 1er janvier 2016, les TCFE se déclinent en :

1. Taxe Communale sur la Consommation Finale d'Électricité (TCCFE) ;
2. Taxe Départementale sur la Consommation Finale d'Électricité (TDCFE).

(***)

La Taxe Intérieure sur la Consommation Finale d'Electricité (TICFE) également dénommée 'CSPE' est perçue par les douanes et intégrée en tant que recette au budget de l'État. Elle s'élève à 22,5 €/MWh depuis le 1er janvier 2016.

(****) Au 31 décembre 2020, le taux de TVA réduit de 5,5% s'appliquait sur :

- La part abonnement hors taxes du tarif ;
- La CTA.

Au 31 décembre 2020, le taux de TVA à 20,0% s'appliquait sur :

- La part variable hors taxe du tarif ;
- La CSPE ;
- La TCFE.

Remarques sur les hypothèses de calcul :

- la part réseau de la facture est calculée par application du tarif d'utilisation des réseaux de distribution appliqué au 1er août 2020 ;
- le tarif intégré HT est calculé par application des barèmes tarifaires appliqué au 1er août 2020 ;
- la part fourniture de la facture est obtenue par différence entre la facture totale hors taxes et la facture réseau.

La description de ces taxes et contributions est également disponible sur le site de la Direction Générale de l'Energie et du Climat.

NB : Les taxes et les contributions s'appliquent de la même manière pour les tarifs réglementés et pour les offres de marché.

2.2.2.2.3 Les offres de marché

Pour les clients résidentiels, deux grands types de structures de prix existent dans les offres de marché :

- **les offres à prix variable** peuvent être indexées sur les tarifs réglementés de vente ou sur différents produits (prix spot, ARENH, etc...) ou évoluer selon une formule propre au fournisseur ;
- **les offres à prix fixe** regroupent une diversité de modalités contractuelles. En effet, si pour certaines, seule la composante énergie du prix, hors taxes, est inchangée pendant la durée contractuelle, d'autres offres rendent constants les prix du kWh et de l'abonnement hors taxes pendant la durée contractuelle.

Au-delà de ces deux grands types de structure de prix, il existe d'autres types d'offres qui se sont fortement développées ces dernières années comme les offres vertes, les offres innovantes s'appuyant sur les compteurs évolués et les offres de marché biénergies.

S'agissant des offres vertes :

La mise en place du marché européen des garanties d'origine et le souhait des consommateurs de participer plus activement à la transition énergétique ont contribué au développement massif des offres dites « vertes », c'est-à-dire des offres sur lesquelles les fournisseurs présentent des certificats de garantie d'origine renouvelable. Le développement de la concurrence sur le segment résidentiel s'appuie principalement sur les offres vertes depuis 2017 et ces offres constituent un axe de développement majeur chez un grand nombre de fournisseurs.

S'agissant des offres innovantes s'appuyant sur les compteurs évolués :

Le déploiement des compteurs communicants a ouvert la porte à un nouveau panel d'offres et sont apparues, notamment, des offres s'appuyant sur de nouveaux postes horo-saisonniers. Les exemples les plus parlants sont les offres « week-end » proposées par ENGIE ou EDF, avec un tarif plus faible le weekend ou encore l'offre « super heures creuses » proposée par Total Direct Energie, dont le tarif est réduit pendant les heures de la nuit les moins « chargées » à l'échelle nationale et donc les moins chères pour le système.

Ces offres permettent de récompenser, pour les consommateurs qui le peuvent, leur capacité à consommer sur les périodes les moins coûteuses pour le système électrique dans son ensemble. L'activation de telles flexibilités est une réponse au besoin de participation des consommateurs à la transition énergétique et s'inscrit parfaitement dans la mutation actuelle du système électrique.

Ce vecteur pilotage de la consommation devrait être encore plus utilisé dans les années à venir avec le déploiement d'offres à signaux plus fins complémentaires aux nouveaux usages, en particulier les véhicules électriques.

S'agissant des offres à tarification dynamique :

La directive européenne 2019/944 du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité prévoit la mise en place d'offres d'électricité à tarification dynamique, ainsi que l'obligation pour les fournisseurs de plus de 200 000 clients finals de développer, au moins, une offre à tarification dynamique. Ces dispositions ont été transposées en mars 2021 dans le nouvel article L. 332-7 du code de l'énergie qui dispose, en outre, que la CRE est chargée de définir les modalités selon lesquelles l'offre à tarification dynamique proposée par les fournisseurs de plus de 200 000 sites prennent en compte les variations du marché

Celles-ci ont été définies par la délibération n° 2021-135⁷⁵ qui prévoit que les fournisseurs de plus de 200 000 sites devront proposer aux clients souscrivant une puissance électrique inférieure ou égale à 36kVA une offre :

- dont le prix de l'énergie est indexé, pour au moins 50%, sur un ou plusieurs indices de prix des marchés de gros au comptant (marché journalier ou infra-journalier) ;
- qui reflètent les variations de ces prix de marché à minima au pas horaire.

Afin de protéger les consommateurs souscrivant une offre à tarification dynamique des situations exceptionnelles de pics de prix, la CRE a introduit un plafond mensuel de la facture hors taxes dans l'offre obligatoirement proposée

⁷⁵ Délibération de la CRE du 20 mai 2021 portant décision relative aux modalités selon lesquelles l'offre à tarification dynamique prévue au II de l'article L332-7 du code de l'énergie prend en compte les variations des prix de marché et dressant la liste des fournisseurs concernés par l'obligation prévue au II de l'article L332-7 du code de l'énergie

par les fournisseurs qui est égal au double de la facture mensuelle hors taxes que le consommateur aurait payée au tarif réglementé de vente base correspondant.

L'ensemble des fournisseurs d'électricité restent libres de développer d'autres offres à tarification dynamique qui peuvent s'éloigner de la définition s'appliquant aux offres obligatoirement proposées par les fournisseurs de plus de 200 000 sites.

Dans sa délibération, la CRE définit, par ailleurs, les modalités de suivi des offres à tarification dynamique, ainsi que les principes à respecter en termes d'information du consommateur. Un arrêté conjoint des ministres chargés de l'énergie et de la consommation encadrera l'information du consommateur par le fournisseur sur les offres à tarification dynamique.

Depuis février 2021, le fournisseur Barry propose aux consommateurs français une offre à tarification dynamique reflétant les variations horaires du marché journalier.

S'agissant des offres de marché bi-énergies :

Il existe un intérêt fort des consommateurs résidentiels pour les offres « bi-énergies » qui permettent, au travers d'un même contrat et d'une même facture, de souscrire une offre de fourniture d'électricité et de gaz naturel. La part des clients résidentiels disposant des deux énergies, ayant souscrit une offre de marché gaz et une offre de marché électricité chez le même fournisseur a augmenté de manière continue depuis 2017.

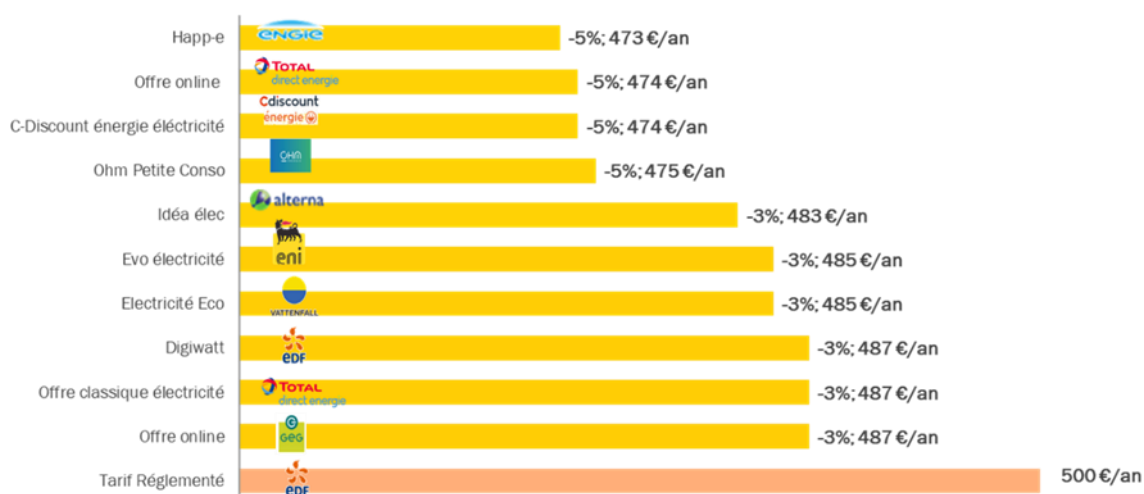
Ces offres créent un pont entre les marchés de détail du gaz et de l'électricité et donc un lien entre leurs dynamismes respectifs. Par ailleurs, les offres bi-énergies permettent aux fournisseurs de proposer un rabais sur les prix en mutualisant les coûts communs à la fourniture d'électricité et de gaz naturel. Les fournisseurs historiques n'ont pas le droit de proposer une offre bi-énergies liée comportant le TRV dans l'une des deux énergies.

Comparaisons de quelques types d'offres :

Les graphiques suivants montrent la comparaison des offres proposées par les fournisseurs dans le cas d'un client résidentiel ayant une consommation annuelle de 2 400 kWh par an (client Base) et dans le cas d'un client résidentiel ayant une consommation de 8 500 kWh par an (client HP/HC) les deux étant situés à Paris. Ces graphiques s'appuient sur les données disponibles sur le comparateur d'offres du Médiateur national de l'énergie disponible sur le site www.energie-info.fr.

Les offres sont comparées par rapport au tarif réglementé de vente d'EDF. Par exemple, au 31 décembre 2020, pour le client Base, l'offre à prix variable la moins chère était proposée par Engie (473€/an soit -5% par rapport au TRV) et à cette date il n'y avait pas d'offre plus chère que le TRV. Pour le même type de client, l'offre verte à prix variable la moins chère est celle de Mega Energie (454 €/an, soit -9% par rapport au TRV) et la plus chère est proposé par Enercoop (587€/an, soit +17% par rapport au TRV).

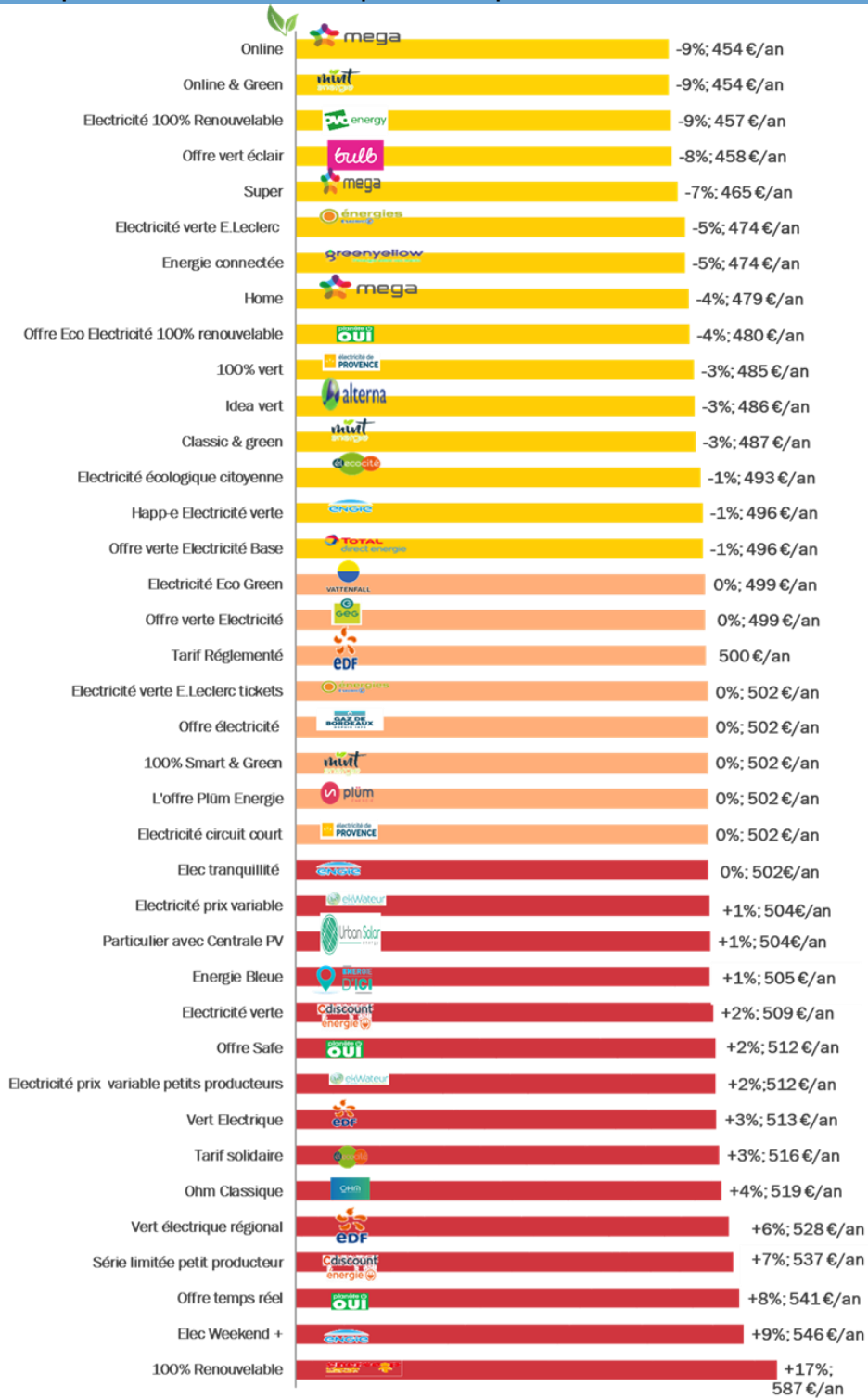
Figure 32 Comparaison des offres à prix variable pour un client Base 6 kVA au 31 décembre 2020



■ Offres moins chères que le TRV ■ Offres au même niveau que le TRV ■ Offres plus chères que le TRV

Source: Comparateur d'offres énergie-info

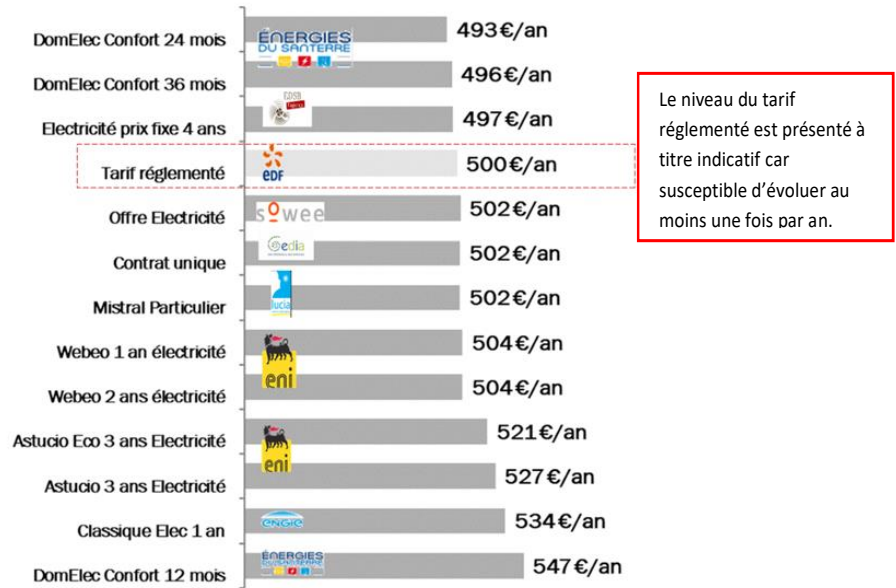
Figure 33 Comparaison des offres vertes à prix variable pour un client Base 6 kVA au 31 décembre 2020



■ Offres moins chères que le TRV ■ Offres au même niveau que le TRV ■ Offres plus chères que le TRV

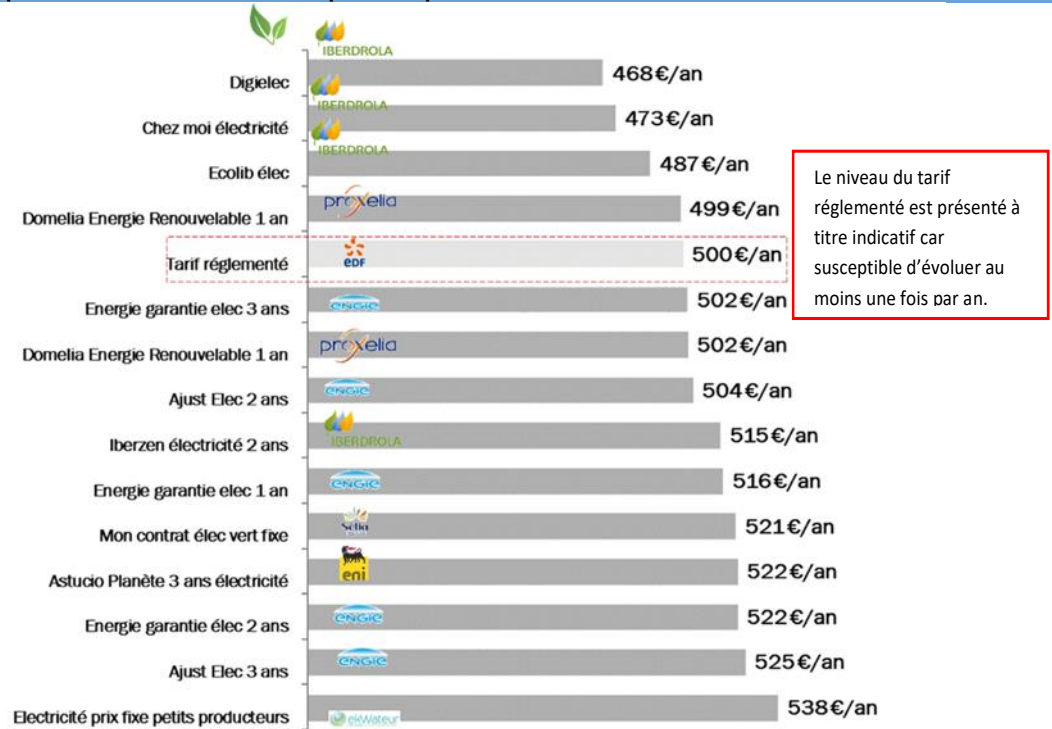
Source: Comparateur d'offres energie-info

Figure 34 Comparaison des offres à prix fixe pour un client Base 6 kVA au 31 décembre 2020



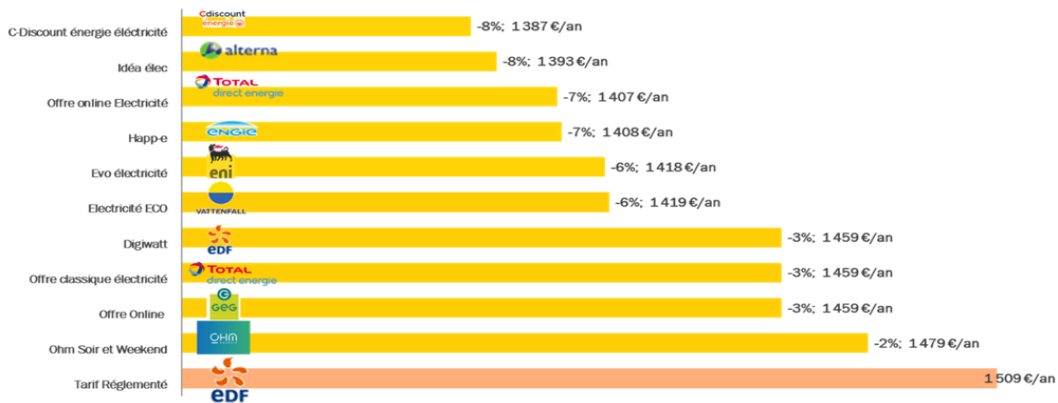
Source: Comparateur d'offres énergie-info

Figure 35 Comparaison des offres vertes à prix fixe pour un client Base 6 kVA au 31 décembre 2020



Source: Comparateur d'offres énergie-info

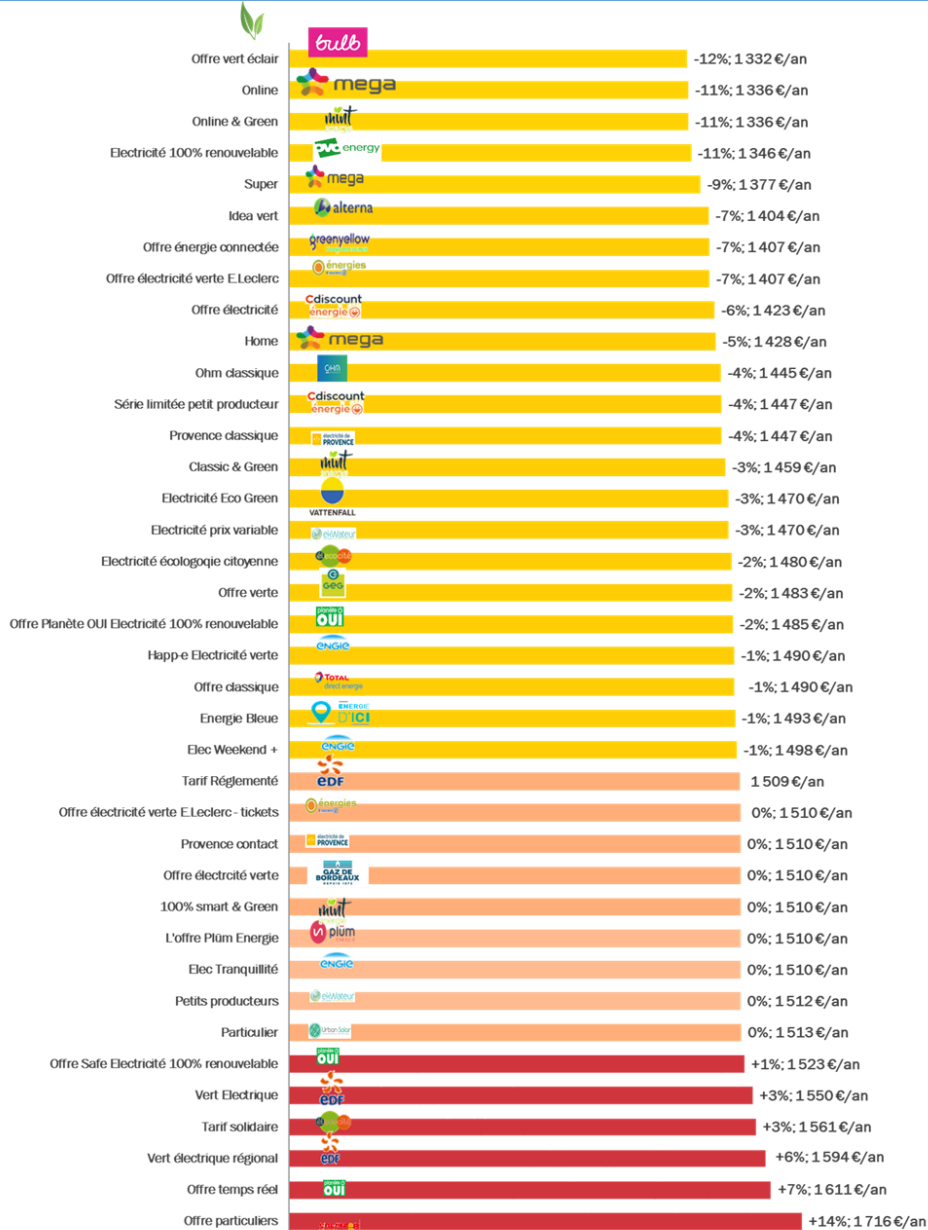
Figure 36 Comparaison des offres à prix variable pour un client HP/HC 9 kVA au 31 décembre 2020



■ Offres moins chères que le TRV ■ Offres au même niveau que le TRV ■ Offres plus chères que le TRV

Source: Comparateur d'offres énergie-info

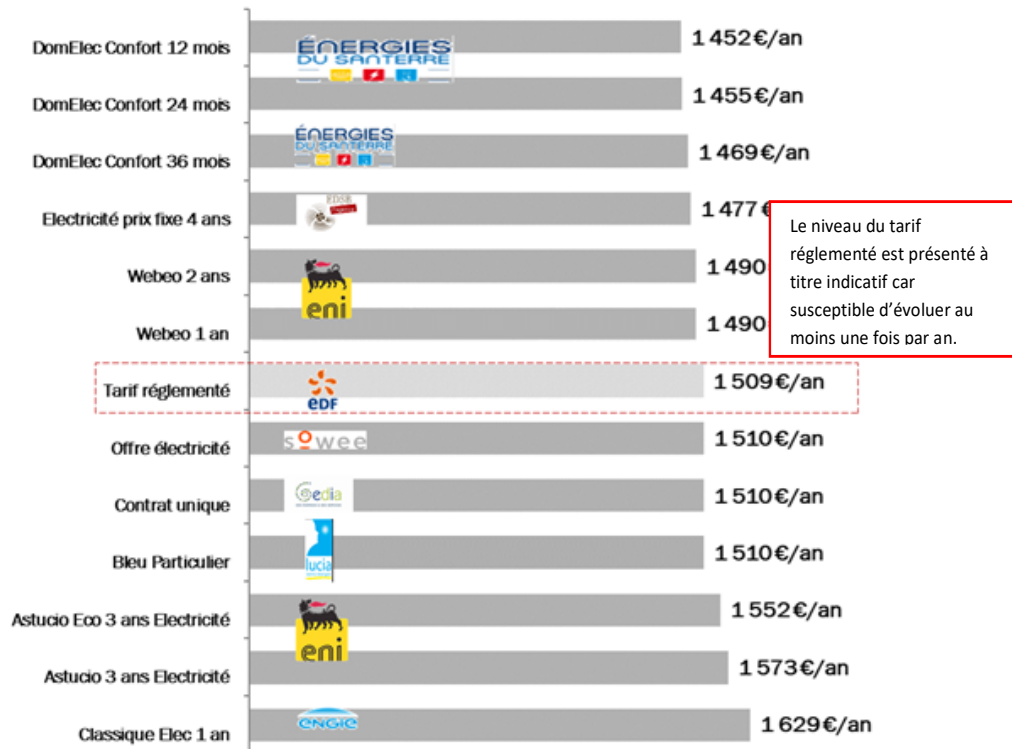
Figure 37 Comparaison des offres vertes à prix variable pour un client HP/HC 9 kVA au 31 décembre 2020



■ Offres moins chères que le TRV ■ Offres au même niveau que le TRV ■ Offres plus chères que le TRV

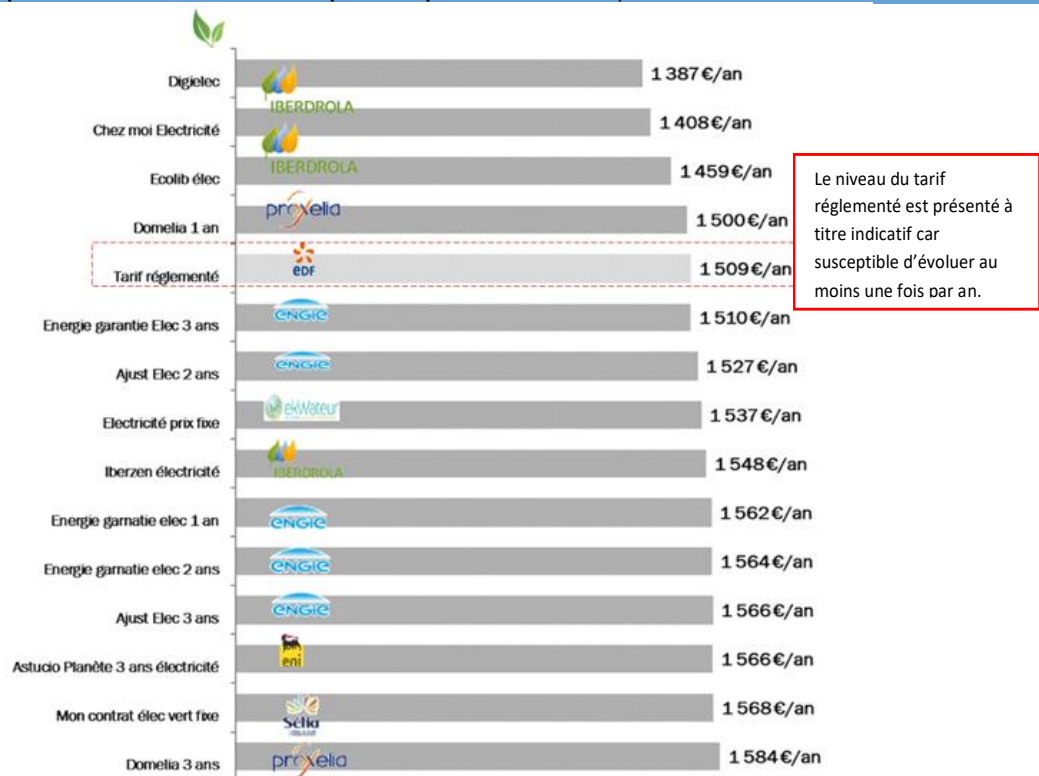
Source: Comparateur d'offres énergie-info

Figure 38 Comparaison des offres à prix fixe pour un client HP/HC 9 kVA au 31 décembre 2020



Source: Comparateur d'offres énergie-info

Figure 39 Comparaison des offres vertes à prix fixe pour un client HP/HC 9 kVA au 31 décembre 2020



Source: Comparateur d'offres énergie-info

2.3 La sécurité d’approvisionnement

2.3.1 Le suivi de l’équilibre offre / demande d’électricité

2.3.1.1 Évolutions relatives à la demande d’électricité

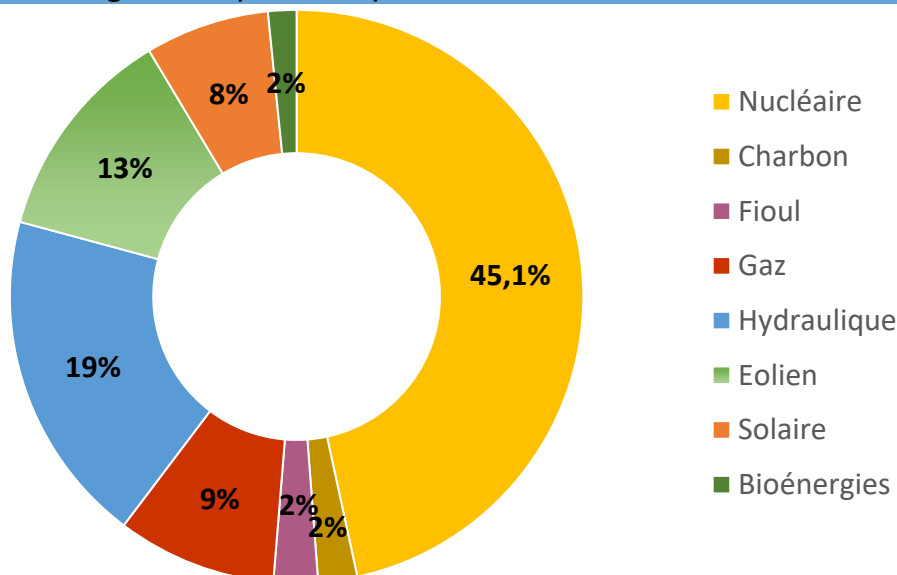
La consommation annuelle d’électricité s’est élevée à 460 TWh en 2020, soit 3,5 % de moins qu’en 2019 du fait de la baisse d’activité économique, et notamment de la moindre activité industrielle, engendrée la crise sanitaire. L’édition 2021 du bilan prévisionnel de RTE fournit des prévisions relatives à l’équilibre offre-demande à moyen terme (horizon 2021-2030). Le cas de base du Bilan prévisionnel 2021 repose, comme l’exercice précédent, sur une hypothèse de stabilité de la consommation électrique en France à l’horizon 2025, mais tient compte d’une consommation plus faible pour les prochaines années liée à l’impact de la crise sanitaire et le temps de la reprise économique.

Pour prendre en compte le retard potentiel que la crise sanitaire a pu générer sur les chantiers et les appels d’offres dans l’énergie, le Bilan Prévisionnel 2021 se fonde sur un scénario de référence de relance progressive de l’économie et des investissements, et d’atteinte des objectifs énergie-climat (Programmation Pluriannuelle de l’Énergie et Stratégie Nationale Bas Carbone) à la fin de leur horizon en 2028. Ce scénario est caractérisé par un ralentissement de l’activité en 2020 en début de période suivi d’un retour au niveau de consommation précédemment connu (à environ 473 TWh) à l’horizon 2021-2025. RTE modélise également un deuxième scénario en cas d’atteinte partielle des objectifs à l’horizon 2030. Des variantes encadrantes sont également étudiées afin d’évaluer la sensibilité des résultats en matière de sécurité d’approvisionnement à l’évolution de la consommation.

2.3.1.2 Évolutions relatives à l’offre d’électricité

Au 31 décembre 2020, la capacité totale des moyens de production électrique installés en France continentale s’élevait à 136,2 GW, en augmentation de 653 MW par rapport à l’année précédente avec notamment une réduction du parc nucléaire de 1760 MW et une augmentation du parc éolien (1104,8 MW), solaire (+820 MW), gazier (+371,4 MW).

Figure 40 Le parc électrique installé en France au 31 décembre 2020



Source : Bilan Electrique 2020, RTE

Le bilan prévisionnel 2021 de RTE distingue trois périodes différentes :

- la période 2021-2024, qui présente un niveau de sécurité d’approvisionnement relativement tendu, lié à une baisse de la disponibilité du parc nucléaire due en partie à la désoptimisation du programme d’arrêts par la crise sanitaire et au délai de mise en service de l’EPR de Flamanville.
- Une amélioration progressive de la sécurité d’approvisionnement en 2024-2026 : la consommation d’électricité devrait retrouver un niveau équivalent à celui d’avant crise sanitaire tandis que la capacité de production augmente par une amélioration de la disponibilité du nucléaire et le développement des énergies renouvelables.

- A l'horizon 2030, la sécurité d'approvisionnement pourrait être renforcée toujours grâce au développement des renouvelables et par des actions de maîtrise de la pointe de consommation. RTE identifie une décorrélation future entre l'évolution de la consommation à l'horizon 2030 (+5% par rapport à 2019) et une baisse des pointes de consommation.

A long terme, les scénarios explorés par RTE supposent une augmentation notable de la production d'électricité renouvelable en cohérence avec les annonces du gouvernement. Le scénario d'atteinte des objectifs prévoit notamment une trajectoire de production reprenant les objectifs de la PPE à savoir :

- une capacité de 47 GW pour le solaire,
- une capacité de 38 GW de production éolienne,
- une capacité éolienne en mer de 6 GW.

L'évolution de la situation à court-terme est très dépendante du calendrier définitif de l'EPR de Flamanville et de la disponibilité de la centrale de Cordemais.

RTE a également initié une large étude à plus long terme sur l'évolution du système électrique à l'horizon 2050, qui sera publiée fin 2021. Le cadre de référence de cette étude table sur une augmentation à long terme de la consommation électrique (645 TWh de consommation en 2050), portée par l'électrification croissante des usages, une relance économique et la croissance démographique. Elle portera sur 6 scénarios de mix électrique différents et les analysera suivant leurs aspects technique, économique, environnemental et sociétal. Trois scénarios envisagent un mix 100% renouvelable à l'horizon 2050 selon différentes configurations : production diffuse basée sur un déploiement massif du solaire, ou déploiement de grands parcs avec deux combinaisons différentes de mix éolien onshore, offshore et solaire photovoltaïque. Trois autres scénarios envisagent un mix entre énergies renouvelables et nucléaire en 2050, avec des variations sur l'importance des réinvestissements dans de nouveaux réacteurs nucléaires et sur la prolongation de la durée de vie du parc existant.

2.3.2 La surveillance des investissements dans les capacités de production en relation avec la sécurité d'approvisionnement

L'équilibre offre-demande pour les prochaines années est très dépendant de l'évolution des capacités installées des filières thermiques à flamme. Comme mentionné précédemment, le bilan prévisionnel 2021 de RTE distingue 3 périodes. Dans un premier temps, les fermetures de la centrale nucléaire de Fessenheim en 2020 et des dernières centrales au charbon d'ici 2022 réduiraient la marge de capacité et conduiraient à une période de tension dans un contexte de désoptimisation de la maintenance nucléaire entre 2021 et 2024, avec un déficit de capacité à horizon 2022-2023. Cette situation de forte vigilance ne prendrait fin qu'à la mise en service de l'EPR, qui couplée au développement de l'éolien offshore permettrait de dégager des marges plus favorables à partir de 2026.

L'analyse de RTE⁷⁶ de l'équilibre offre-demande en France consécutif à cette baisse de disponibilité du parc nucléaire montre que le critère de défaillance du système électrique pourrait ne pas être respecté sur la période 2021-2024 en l'état actuel du parc.

L'architecture du mécanisme de capacité permet en théorie d'envoyer un signal au marché afin de développer les leviers (effacement, stockage, mise en service d'unité sous cocon) nécessaires au rétablissement de la sécurité d'approvisionnement. Cette incitation se matérialise notamment par une hausse du prix de la capacité reflet de la tension sur le marché des garanties de capacité.

Pour l'hiver 2020-2021, RTE a adapté à titre exceptionnel certaines modalités des règles du mécanisme de capacité pour assouplir certaines contraintes réglementaires pouvant peser sur les exploitants de capacité souhaitant augmenter leur disponibilité sur cet hiver. Des réflexions sont menées actuellement pour pérenniser ces mesures de simplification.

2.3.2.1 L'équilibrage électrique en temps réel

2.3.2.1.1 Les services système et le mécanisme d'ajustement

Face aux évolutions normales de la consommation et aux divers aléas rencontrés en exploitation (pertes de groupes de production ou de charge...), le maintien de l'équilibre production-consommation et de la stabilité de la fréquence nécessitent d'adapter en permanence le niveau de la production à celui de la consommation.

Pour réaliser cette adaptation du niveau de production, RTE dispose de réserves de puissance mobilisables soit automatiquement (réglages primaire - FCR et secondaire - aFRR), soit par l'action manuelle des opérateurs (réglage

⁷⁶ Le 11 juin 2020, Elisabeth Borne (Ministre de la Transition Ecologique et Solidaire) et François Brottes (Président du directoire de RTE) ont communiqué sur les impacts de la crise sanitaire sur la sécurité d'approvisionnement en électricité et fait état d'une vigilance particulière pour l'hiver 2020/21 (<https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/repercussions-crise-sanitaire-sur-lapprovisionnement-en-electricite-lhiver-2020-2021-elisabeth-borne>).

tertiaire – mFRR et RR). La CRE approuve les règles relatives (i) aux services système fréquence et (ii) à la programmation, au mécanisme d’ajustement et au recouvrement des charges d’ajustement ainsi que les méthodes de calcul des écarts et les charges relatives aux contractualisations de RTE. De plus, la CRE approuve l’accord opérationnel du bloc réglage fréquence-puissance France.

Au 2nd semestre 2020 et au 1^{er} semestre 2021, la CRE a ainsi approuvé des modifications de ces règles concernant notamment :

- le dimensionnement de la réserve secondaire ;
- le passage à une contractualisation de réserve secondaire à l’aide d’un appel d’offres journalier ;
- la contractualisation d’un tier des réserves rapide et complémentaire à l’aide d’un appel d’offres journalier depuis le 1^{er} juin 2021.

2.3.2.1.2 Le mécanisme de calcul des écarts et prix associés

Tout acteur voulant effectuer des transactions d’énergie utilisant le réseau de RTE doit signer un accord de rattachement à un responsable d’équilibre (RE), entité responsable financièrement des écarts observés au sein de son périmètre. Les écarts des responsables d’équilibre sont calculés sur chaque demi-heure de la journée, et définis comme la différence entre l’injection totale et le soutirage total sur leurs périmètres, comprenant d’une part la différence entre l’injection physique et le soutirage physique mesurés mais aussi la différence entre les transactions nationales d’achat/vente et les transactions d’import/export aux interconnexions déclarées.

Les consommations profilées sont estimées lors de deux processus distincts : un premier calcul des écarts a lieu 1 semaine après le temps réel (avec recalcul 1 mois après le temps réel, et, potentiellement, 3 mois, 6 mois et 12 mois après le temps réel) et un deuxième calcul, plus précis et utilisant l’ensemble des données de comptage, intervient 14 mois après le temps réel.

La méthode de calcul des consommations utilisée dans le cadre de la reconstitution des flux et du calcul des écarts a évolué progressivement en tirant parti des possibilités offertes par les compteurs communicants.

La reconstitution de la consommation de la majorité des consommateurs résidentiels et petits professionnels s’appuie sur des profils. Au 1^{er} juillet 2018, le profilage dit « dynamique » a été introduit, permettant une réduction significative des incertitudes de profilage en suivant la consommation en temps réel de panelistes équipés de compteurs Linky et un meilleur reflet des consommations réelles. Il a dans un premier temps été appliqué aux principaux profils de clients résidentiels et aux deux principaux profils de petits clients professionnels, soit une consommation estimée de 173 TWh/an. Au 1^{er} juillet 2020, il a été étendu à l’ensemble des profils résidentiels et petits professionnels, soit un volume annuel estimé de 18 TWh/an.

Le déploiement des compteurs communicants a également permis la mesure de la consommation de certains sites directement à partir des courbes de mesure au pas 30 minutes, notamment dans le cas où les profils étaient moins adaptés. Depuis le 2 janvier 2021, sont venus s’ajouter à tous les grands consommateurs qui disposaient déjà de courbes de charges, 90 000 clients auparavant « profilés » (clients raccordés en BT>110kVA et HTA>110kW). Ce périmètre sera étendu aux 9 000 sites BT>36kVA et HTA restants à partir du 31 décembre 2022.

Par ailleurs, la facturation des écarts calculés lors de la réconciliation temporelle (c’est-à-dire la seconde étape de calcul), initialement réglée au prix spot, a été passée au prix de règlement des écarts au 1^{er} juillet 2020. Cela permet de plus efficacement inciter les acteurs sur la base de leurs écarts constatés, alors que l’incitation reposait principalement sur les résultats du premier calcul réalisé.

Au 1^{er} janvier 2019, le coefficient « k » utilisé pour le calcul du prix de règlement des écarts (présenté en détail dans le tableau ci-dessous), est passé de 0,08 à 0,05, réduisant ainsi l’écart entre le prix de règlement des écarts positifs et négatifs.

Figure 41 Le prix des écarts depuis avril 2017

Pour chaque période de règlement des écarts	TENDANCE A LA HAUSSE (P<C sur le périmètre France)	TENDANCE A LA BAISSÉ (P>C sur le périmètre France)
Prix de règlement des écarts positifs (P>C sur le périmètre du RE)	Min (PMPH * (1-k); PMPH * (1+k))	Min (PMPB * (1-k); PMPB * (1+k))
Prix de règlement des écarts négatifs (P<C sur le périmètre du RE)	Max (PMPH * (1-k); PMPH * (1+k))	Max (PMPB * (1-k); PMPB * (1+k))

Source: RTE

- PMPH représente le prix moyen pondéré par les volumes des ajustements à la hausse que RTE a dû activer pendant la demi-heure concernée ;

- PMPB représente le prix moyen pondéré par les volumes des ajustements à la baisse que RTE a dû activer pendant la demi-heure concernée ;

k est un paramètre visant à équilibrer sur un an les flux financiers liés au paiement des ajustements et au règlement des écarts.

2.3.2.1.3 Evolutions du paysage français de l'ajustement du système électrique

Le 2 décembre 2020, RTE s'est connecté à la plateforme d'échange de RR (pour « Replacement Reserve » – équivalent de la réserve complémentaire), qui lui permet d'échanger avec d'autres gestionnaires de réseaux de transport (GRT) européens des offres d'énergie de réserve complémentaire dites « standard », c'est-à-dire avec certaines caractéristiques techniques prédéfinies et harmonisées entre les GRT participant à la plateforme.

Jusqu'à présent, RTE utilise la plateforme pour l'équilibrage du système français seulement une partie du temps, mais a pour objectif de l'utiliser en continu à partir de fin 2021.

2.3.2.1 Le mécanisme de capacité

Le code de l'énergie établit, dans ses articles L. 335-1 et suivants, un dispositif d'obligation de capacités. Chaque fournisseur est ainsi tenu de s'approvisionner en garanties de capacité pour couvrir la consommation de l'ensemble de ses clients en périodes de pointe de consommation nationale. Ce mécanisme incite à développer, à moyen terme, des capacités de production ou d'effacement.

Les garanties de capacité peuvent être obtenues en investissant dans des moyens de production ou d'effacement ou auprès des exploitants de capacités. Ces derniers se voient attribuer par RTE des garanties pour la disponibilité effective (contrôlée par RTE) de leurs capacités lors des périodes de tension du système électrique.

Le respect des engagements et obligations des différents acteurs est assuré par un dispositif de règlements financiers incitatifs à l'issue de l'année de livraison. Des enchères de garanties de capacité sont organisées par EPEX SPOT. Le résultat de ces enchères est utilisé comme référence au calcul du prix du règlement des écarts.

Six enchères de capacité se sont déroulées sur le marché d'EPEX SPOT courant 2020 pour l'année de livraison 2021, ainsi qu'une visant l'année de livraison 2017, une pour l'année de livraison 2019, et 4 pour l'année de livraison 2022. Par ailleurs, 3 enchères pour l'année 2020 ont été organisées en cours d'année pour permettre la valorisation de nouvelles capacités en anticipation d'un épisode de tension sur l'hiver 2020-2021 découlant de perturbations créées par la crise sanitaire.

A ce jour, trois enchères se sont déroulées en 2021 pour l'année de livraison 2022, ainsi qu'une enchère de rééquilibrage pour l'année de livraison 2018 et une pour l'année de livraison 2021.

Les enchères réalisées en 2020 pour l'année de livraison 2021 et 2022 ont montré une hausse sensible des prix des garanties de capacité à partir de l'enchère de juin 2020. Cette enchère a enregistré le prix record depuis le fonctionnement du mécanisme à hauteur de 47 401 €/MW. Les prix ont baissé par la suite mais demeurent supérieurs aux niveaux constatés les années précédentes.

Au total, la moyenne des prix des enchères, prise en compte par la CRE dans le calcul des tarifs réglementés de vente pour 2021, hors effet de rationnement de l'ARENH⁷⁷, s'est établie à 19 458 €/MW contre 17 365 €/MW l'année précédente.

À la suite de la crise sanitaire, un épisode de tension du système électrique était anticipé pour l'hiver 2020-2021. Des mesures d'adaptation du mécanisme de capacité avaient été mises en œuvre en fin d'année 2020 afin de permettre l'émergence à court-terme de nouvelles flexibilités :

- une hausse du plafond de rémunération pour l'appel d'offre effacement (AOE), qui a permis d'augmenter le volume de capacités lauréates (1366 MW en 2021 contre 770 MW en 2020) ;
- un assouplissement des conditions de participation tardive des effacements au mécanisme de capacité.

Ces aménagements exceptionnels ont permis d'augmenter significativement les capacités d'effacements certifiées sur le mécanisme de capacité qui atteignait ainsi 3 GW (contre 2.2 GW l'année précédente).

Les autorités françaises et RTE ont mené en 2020 un retour d'expérience sur le fonctionnement du mécanisme de capacité français, dont les conclusions seront publiées mi-2021. Ce retour d'expérience servira de base dans les réflexions qui sont menées actuellement autour d'une refonte éventuelle du mécanisme de capacité.

Enfin, comme précédemment, RTE a conduit dans son BP2021 une étude sur les marges du système électrique français. Cette étude conclut qu'il est nécessaire de maintenir un mécanisme de rémunération capacitaire pour assurer la sécurité d'approvisionnement les prochaines années.

⁷⁷ Le coût de l'approvisionnement en capacité dans les TRVE tient compte, le cas échéant, des garanties de capacité contenues dans l'ARENH. Le coût moyen de la capacité considéré dans les TRVE s'est établi à 3,5 €/MWh en 2020 et 5,9 €/MWh en 2021.

3. LE MARCHÉ DU GAZ

Une différence structurelle distingue en France le marché du gaz du marché de l'électricité : alors que l'électricité consommée en France est majoritairement produite sur le territoire français, notamment en raison de l'impossibilité de la stocker ou d'importer des volumes suffisants, et avec un producteur largement dominant, l'approvisionnement en gaz naturel dépend uniquement d'importations. Très concurrentiel, le marché mondial du gaz contribue à faciliter l'accès des fournisseurs alternatifs au marché de détail. Depuis l'ouverture à la concurrence des marchés de détail pour les petits consommateurs le 1^{er} juillet 2007, la dynamique sur le marché du gaz naturel est intense. Dans le cadre de ses missions, la CRE veille à ce que l'accès aux infrastructures de gaz naturel soit garanti (3.1), à ce que la concurrence soit de mise sur le marché (3.2) et au respect de la sécurité d'approvisionnement (3.3).

3.1 L'accès aux infrastructures de gaz naturel

3.1.1 L'indépendance des gestionnaires de réseaux

3.1.1.1 Le suivi des obligations liées à la certification des gestionnaires de réseau de transport

Depuis le 1^{er} janvier 2005, il existe en France deux gestionnaires de réseaux de transport (GRT) : les sociétés GRTgaz et Teréga (ex-TIGF).

GRTgaz appartient à Engie à hauteur de 74.56 % et à un consortium public composé de la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC), et de CNP Assurances à hauteur de 24.83 %. Le FCPE GRTgaz Alto (Fond Commun du Plan d'Épargne pour les salariés) détient également des parts à hauteur de 0,54 %. GRTgaz possède elle-même des parts à hauteur de 0.07 % correspondant à des rachats de parts Alto (liées à la vente de parts par les salariés) mais qui ne donnent pas droit à vote. GRTgaz opère un réseau de canalisations long d'environ 32 500 km, recouvrant une grande partie du territoire français à l'exception du Sud-Ouest. GRTgaz achemine environ 650 TWh de gaz par an.

Teréga opère un réseau long d'environ 5 000 km dans le Sud-Ouest de la France, qui constitue une zone d'équilibrage unique. Depuis le premier semestre 2015, Teréga est détenu à hauteur de 40,5 % par SNAM Rete Gas, opérateur de transport et de stockage de gaz italien, à hauteur de 31,5 % par Pacific Mezz Luxembourg S.a.r.l. (société de droit luxembourgeois gérée par GIC Special Investments Private Limited, société de droit singapourien), à hauteur de 18 % par Société C31 S.A.S. (détenue en totalité par Electricité de France S.A.) et à hauteur de 10 % par Predica, Prévoyance Dialogue du Crédit Agricole S.A. Teréga achemine environ 120 TWh de gaz par an.

3.1.1.1.1 Le suivi de la mise en œuvre des demandes de la CRE dans la décision de certification de GRT gaz

GRTgaz a été certifié par la CRE en tant que gestionnaire de transport indépendant de l'entreprise verticalement intégrée (EVI) selon le modèle de séparation patrimoniale (ITO, *Independent Transmission Operator*) le 26 janvier 2012⁷⁸.

La CRE s'assure régulièrement que GRTgaz respecte ses obligations en matière d'indépendance vis à vis de l'EVI. À cette fin, elle vérifie qu'il respecte les engagements qu'il a pris et qu'il met en œuvre, dans les délais déterminés, les demandes formulées par la CRE dans cette même délibération de certification, notamment en matière de séparation des locaux et des systèmes d'information, ainsi que de pratiques de communication.

Conformément aux dispositions du code de l'énergie, les GRT appartenant à une EVI ont l'obligation de soumettre à la CRE, pour approbation, le renouvellement ou la signature de tout accord commercial et financier, ou de tout contrat de prestations de services conclu et fourni par l'EVI ou toute société contrôlée par l'EVI, au plus tard deux mois avant son entrée en vigueur. La CRE veille à ce que ces accords et contrats ne portent pas atteinte à l'indépendance des GRT.

Au cours de l'année 2020, 38 contrats conclus entre GRTgaz et l'EVI ou entre GRTgaz et les sociétés contrôlées par l'EVI ont été examinés par la CRE. L'ensemble de ces contrats a fait l'objet d'une décision favorable de la CRE.

La CRE reste également attentive à ce qu'en matière de déontologie, les règles internes garantissent l'indépendance des salariés et des dirigeants de GRTgaz vis-à-vis de la maison-mère. Enfin, la CRE s'assure régulièrement que le GRT dispose de toutes les ressources humaines, financières, matérielles et techniques nécessaires à l'accomplissement de ses missions en toute indépendance.

3.1.1.1.2 Le suivi de la mise en œuvre des demandes de la CRE dans la décision de certification de Teréga

Comme GRTgaz, Teréga (ex-TIGF) a été certifié par la CRE en tant que gestionnaire de transport indépendant de l'entreprise verticalement intégrée (modèle ITO, *Independent Transmission Operator*) le 26 janvier 2012⁷⁹. A la suite du changement de l'actionnariat du GRT, la CRE a ouvert une procédure de réexamen de la certification de

⁷⁸ Délibération de la CRE du 26 janvier 2012 portant décision de certification de la société GRTgaz

⁷⁹ Délibération de la CRE du 26 janvier 2012 portant décision de certification de la société TIGF

Teréga. Le GRT n'appartenant plus à un groupe intégré, la CRE a certifié TIGF en modèle de séparation patrimoniale (modèle OU, *Ownership Unbundling*) le 3 juillet 2014.

Enfin, la CRE a étudié courant 2015 le maintien de la certification de TIGF en modèle de séparation patrimoniale à la suite de l'acquisition de 10% du capital de TIGF par la société Prédica Prévoyance Dialogue du Crédit Agricole S.A et a pris une délibération approuvant la conformité de la situation de TIGF le 4 février 2016.⁸⁰

La certification est valable sans limitation de durée, mais le GRT est tenu de notifier à la CRE tout élément susceptible de justifier un nouvel examen de son indépendance effective vis-à-vis des autres sociétés de l'EVI. Par ailleurs, la CRE a formulé un certain nombre de demandes dans sa délibération du 3 juillet 2014 afin d'assurer un suivi régulier de l'indépendance de Teréga dans son activité de gestionnaire de réseau de transport. En particulier, la CRE a demandé à la société Teréga de lui transmettre des rapports annuels sur la mise en œuvre des obligations de confidentialité prévues dans les statuts de Teréga et Teréga S.A.S. (ex-TIGF Investissements) et sur la conformité de l'organisation et du fonctionnement des organes de gouvernance de Teréga Holding (ex-TIGF Holding) avec les conditions de sa décision de certification.

Teréga a transmis à la CRE, conformément à cette délibération, l'exhaustivité des ordres du jour des réunions des conseils d'administration et des assemblées générales des actionnaires de Teréga (Teréga S.A.S. et Teréga Holding). Enfin, Teréga a adressé à la CRE un rapport annuel sur la conformité de l'organisation et du fonctionnement des organes de gouvernance avec les conditions de la décision de certification pour chacun des actionnaires susmentionnés.

La CRE a assorti sa décision de maintien de la certification de Teréga de l'obligation de notifier à la CRE, sans délai, toute prise de participation de plus de 5% des sociétés du groupe Crédit Agricole dans une entreprise de production ou de fourniture de gaz ou d'électricité en Europe et dans les pays qui possèdent une interconnexion électrique ou gazière avec l'Europe.

Ainsi, le Crédit Agricole a notifié à la CRE plusieurs prises de participation dans des sociétés de production d'énergie. Dans ce cadre, la CRE a été amenée à se prononcer sur le maintien de la certification de Teréga à plusieurs reprises :

- par délibération du 20 juillet 2017, la CRE a maintenu la certification de Teréga à la suite de deux prises de participation du groupe Crédit Agricole dans des entreprises de production ou de fourniture d'énergie (Opérations Cogestar et Quadrica) ;
- par délibération du 12 avril 2018, la CRE a maintenu la certification de Teréga à la suite de deux prises de participation du groupe Crédit Agricole dans des entreprises de production ou de fourniture d'énergie (Opérations FEI3 et LCV) ;
- par délibération du 27 septembre 2018, la CRE a maintenu la certification de Teréga à la suite d'une prise de participation du groupe GIC dans une entreprise de production d'énergie (Opération ContourGlobal) ;
- par délibération du 25 juin 2019, la CRE a maintenu la certification de Teréga à la suite de trois prises de participation du groupe Crédit Agricole dans des entreprises de production ou de fourniture d'énergie (Opérations Cogestar 3 et Wood) ;
- par délibération du 16 juillet 2020, la CRE a maintenu la certification de Teréga à la suite de deux prises de participation du groupe Crédit Agricole dans des entreprises de production ou de fourniture d'énergie (Opérations Eurowatt Energies et FEIH2).

3.1.1.1.3 Le suivi du respect du code de bonne conduite des GRT

Le code de l'énergie impose la création, au sein de chaque GRT appartenant à une EVI, de la fonction de responsable de la conformité. Chaque responsable de la conformité est chargé de veiller au respect des engagements fixés dans le code de bonne conduite de son entreprise, ainsi que de veiller à la conformité des pratiques des opérateurs avec les règles d'indépendance. Il a également la responsabilité de la rédaction d'un rapport annuel sur la mise en œuvre du code de bonne conduite, présenté à la CRE. La CRE a approuvé la proposition de nomination et la lettre de missions du nouveau responsable de la conformité de GRTgaz le 16 avril 2020.

Les dispositions du code de l'énergie n'imposant pas aux GRT certifiés en modèle OU l'obligation de se doter d'un responsable de la conformité et d'un code de bonne conduite, cette obligation ne concerne donc que GRTgaz. La CRE continue toutefois à réaliser le suivi de l'indépendance de Teréga dans le cadre de son rapport annuel sur le respect des codes de bonne conduite et l'indépendance des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz.

En application de l'article L. 134-15 du code de l'énergie, la CRE a publié la douzième édition du rapport sur le respect des codes de bonne conduite et sur l'indépendance des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel (RCBCI) en avril 2021. La CRE y a relevé des évolutions positives sur les années 2019 et 2020 et considère

⁸⁰ Délibération de la CRE du 4 février 2016 portant décision sur le maintien de la certification de la société TIGF à la suite de l'entrée de la société Prédica dans le capital de TIGF Holding

que l'indépendance de GRTgaz vis-à-vis de sa maison-mère s'est améliorée. GRTgaz s'est conformé à la plupart des demandes formulées par la CRE dans le cadre de sa certification.

En particulier, GRTgaz a conclu avec Engie la convention, approuvée par la CRE, encadrant la remontée des données économiques et financières dans le cadre du dialogue de gestion. La convention permet de s'assurer que la granularité des données financières communiquées à Engie dans le cadre de l'exercice de son pouvoir de supervision économique sur sa filiale régulée ne remet pas en cause l'indépendance de GRTgaz dans la gestion souveraine de son budget. Par ailleurs, après l'internalisation d'une partie du CRIGEN d'Engie pour créer RICE (Research and Innovation Center for Energy), la Direction de la R&D de GRTgaz en 2018, la CRE constate à la fois la finalisation de la sensibilisation des personnels de RICE aux exigences du code de bonne conduite et d'indépendance ainsi que l'achèvement du plan de désimbrication et de migration des outils informatiques de la direction.

En ce qui concerne Teréga, l'opérateur a tenu ses engagements en matière de transparence, objectivité, non-discrimination et protection des ICS sur la période 2019-2020.

3.1.1.2 L'indépendance des gestionnaires de réseaux de distribution et des entreprises locales de distribution (ELD)

Sur le réseau de distribution en France métropolitaine, 96 % des utilisateurs de gaz naturel sont desservis par GRDF. Les quelques 4 % restant sont raccordés à des réseaux gérés par les Entreprises Locales de Distribution (ELD). Parmi elles, Régaz-Bordeaux et R-GDS assurent chacun la distribution d'environ 1,5 % du marché, tandis que 21 autres Gestionnaires de Réseaux de Distribution (GRD) se partagent moins de 1 % du marché de la distribution de gaz naturel.

Le principe de séparation juridique des GRD vis-à-vis des activités de production ou de fourniture de gaz est transposé en droit français aux articles L. 111-57 et suivants du code de l'énergie. En conséquence, depuis le 31 décembre 2012, les trois GRD de gaz desservant plus de 100 000 clients (GRDF, Régaz-Bordeaux, R-GDS) sont juridiquement séparés. Comme pour les GRT appartenant à une EVI, le code de l'énergie impose l'élaboration d'un code de bonne conduite et le suivi de sa mise en œuvre par les GRD desservant plus de 100 000 clients (GRDF, Régaz-Bordeaux et R-GDS).

Dans le cadre de sa mission générale portant sur le bon fonctionnement des marchés, la CRE s'assure que les gestionnaires de réseaux sont indépendants de leur maison mère. Cette vérification se fait à partir de l'organisation interne et des règles de gouvernance, de l'autonomie de fonctionnement et de la mise en place d'un responsable de la conformité chargé des obligations d'indépendance et du respect du code de bonne conduite.

La CRE a constaté, dans la douzième édition de son rapport sur le respect des codes de bonne conduite et sur l'indépendance des gestionnaires de réseaux (RCBCI) publiée en avril 2021, que les gestionnaires de réseaux de distribution de gaz respectent de manière globalement satisfaisante les règles d'indépendance et de bonne conduite. Ce constat avait déjà été formulé à l'occasion de la onzième édition du même rapport. Ainsi, depuis plusieurs années, les principes de base de l'accès aux réseaux sont bien respectés en France et la CRE reste très vigilante pour que cette situation perdure.

À l'occasion de l'élaboration de la douzième édition du RCBCI, la CRE n'a constaté aucune nouvelle situation de non-conformité majeure et note que les GRD de gaz ont, pour la plupart, remédié ou lancé des actions visant à remédier aux situations de non-conformité identifiées dans les précédents rapports :

- le seuil au-delà duquel les projets d'investissement SI de GRDF font l'objet d'une validation par son conseil d'administration a bien été revu à la hausse, conformément aux demandes de la CRE ;
- une convention définissant les conditions de transmission et le niveau de détail de données économiques et financières que GRDF fournit à Engie dans le cadre du dialogue de gestion a bien été réalisée et transmise à la CRE ;
- les contrats d'accès aux réseaux publics de distribution de GRDF et des ELD ont évolué afin de notamment prendre en compte l'entrée en vigueur du RGPD.

Si toutes les ELD ont mis en conformité (ou se sont engagées à le faire) leur organisation et leur structure juridique avec les dispositions de l'article L. 111-61 et suivants du code de l'énergie, visant à améliorer leur indépendance vis-à-vis du fournisseur historique ou des filiales de production, des évolutions sont toutefois encore attendues sur certains points précis, dont plusieurs déjà pointés dans les précédents rapports, tels que la détention d'actions d'une société de production par R-GDS qui n'est pas encore réglée, la situation relative à certains dirigeants mis à disposition de GRDF par le groupe ENGIE ou encore les prestations effectuées par l'entreprise verticalement intégrée pour certaines ELD.

Enfin, la CRE note à nouveau dans son rapport la quasi-inexistence de concurrence sur le segment résidentiel dans les territoires des entreprises locales de distribution (ELD) de gaz, similairement au cas des ELD d'électricité, bien que ces dernières respectent la plupart des règles formelles d'indépendance et de bonne conduite. Ainsi, sur les

territoires des ELD de gaz, 400 000 clients ne peuvent véritablement faire jouer la concurrence. Après avoir consulté les acteurs du secteur pour faire évoluer cette situation, la CRE a lancé un certain nombre de travaux sur le sujet et a notamment publié une délibération en juin 2021 visant à donner des orientations afin de remédier à cette situation en harmonisant notamment un certain nombre de développement SI.

3.1.2 Les aspects techniques

3.1.2.1 Le système de comptage évolué de GRDF

GRDF prépare depuis 2007 un projet de comptage évolué pour le marché de détail du gaz naturel, représentant environ 11 millions de consommateurs, résidentiels et petits professionnels desservis par GRDF. Ce projet a pour objet le remplacement de l'ensemble des compteurs de ces consommateurs par des compteurs évolués, baptisés « Gazpar », permettant notamment la relève à distance et la transmission des index réels de consommation aux fournisseurs sur un pas de temps mensuel ou lors d'événements contractuels (mises en service, évolutions tarifaires, etc.). Le projet de GRDF a fait l'objet de cinq délibérations de la CRE, une en 2009, une en 2011, deux en 2013⁸¹ et une en 2014⁸², précédées chacune d'une consultation publique. Une délibération sera publiée dans le courant de l'été 2021 pour actualiser le cadre de régulation incitative de la performance du système de comptage évolué.

Début 2016, GRDF a lancé la phase pilote de déploiement de ses compteurs évolués Gazpar, portant sur environ 150 000 compteurs répartis sur 4 régions. En septembre 2016, cette phase pilote s'est élargie aux fournisseurs et à leurs clients afin de tester les fonctionnalités autour des données de consommation. Le lancement du déploiement industriel, initialement prévu début janvier 2017, a été décalé au 2 mai 2017⁸³ afin de permettre à GRDF de sécuriser la capacité d'approvisionnement de matériels auprès des fabricants et de constituer des stocks de sécurité, d'optimiser les performances et stabiliser les fonctionnalités des systèmes d'information et des outils de mobilité et d'enrichir les expérimentations avec les fournisseurs et les consommateurs. Ce déploiement industriel se poursuivra jusqu'en 2022 avec un objectif de 95 % de compteurs évolués déployés.

Quatre ans après le lancement de la généralisation du déploiement du projet « Gazpar », plus de 7,9 millions de compteurs évolués étaient posés à la fin du mois de mai 2021, en ligne avec la trajectoire prévue.

3.1.2.2 La qualité de service

3.1.2.2.1 Evolution de la qualité de service des gestionnaires de réseaux de transport

Les gestionnaires de réseaux publient régulièrement les résultats des indicateurs de qualité de service sur leurs sites internet destinés au grand public. En complément à ces publications, la CRE a demandé à l'ensemble des gestionnaires de réseaux d'élaborer, à compter du 1^{er} janvier 2016, un rapport annuel *ad hoc* relatif à l'analyse qualitative de la totalité de leurs indicateurs de qualité de service.

Les tarifs de transport (dits « tarifs ATRT7 ») en vigueur depuis le 1^{er} avril 2020 prévoient un mécanisme de régulation incitative de la qualité de service, fondée sur le suivi d'indicateurs transmis chaque mois par les GRT à la CRE et rendus publics sur leur site internet. GRTgaz et Teréga suivent actuellement quatorze indicateurs, dont quatre, considérés comme particulièrement importants pour le bon fonctionnement du marché, sont incités financièrement par des bonus et des pénalités en fonction de l'atteinte des objectifs fixés par la CRE. Pour ces quatre indicateurs, la CRE a déterminé des valeurs plafond et plancher correspondant aux valeurs maximales et minimales du montant de l'incitation financière pour chacun de ces indicateurs, fixées en cohérence avec l'historique de chaque indicateur et en s'assurant que ces seuils correspondent à des situations exceptionnelles qui justifient l'interruption du mécanisme de régulation incitative.

⁸¹ La CRE a proposé, par délibération du 13 juin 2013, aux ministres chargés de l'énergie et de la consommation d'approuver la mise en œuvre du déploiement généralisé du système de comptage évolué de GRDF. Cette proposition a été faite au vu des résultats de l'évaluation technico-économique réalisée par la CRE en 2013, en particulier de la valeur actualisée nette (VAN) du projet et des bénéfices de ce projet pour les consommateurs.

Le même jour, la CRE a adopté une délibération portant orientations sur le cadre de régulation du système de comptage évolué de GRDF dans laquelle elle indique qu'« en cas de décision favorable des ministres, la CRE procédera à la modification du tarif ATRD4 de GRDF. Ces travaux feront l'objet d'une nouvelle délibération tarifaire de la CRE [...], en application des articles L.452-2 et L.452-3 du code de l'énergie encadrant les compétences tarifaires de la CRE. Cette délibération définira le traitement tarifaire du système de comptage évolué de GRDF [...] ».

⁸² Dans ce cadre, la délibération de la CRE du 17 juillet 2014 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué de GRDF a défini le cadre de régulation incitative spécifique du système de comptage évolué de GRDF, ainsi que les modalités de prise en compte des coûts et gains prévisionnels du projet dans le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF (dit « tarif ATRD4 »). Ainsi, l'évolution du tarif ATRD4 de GRDF au 1^{er} juillet 2015 de + 3,93 % intègre le facteur d'évolution C, correspondant à la prise en compte des coûts du projet de comptage évolué entre le 1^{er} juillet 2013 et le 31 décembre 2015 sur le périmètre de la zone de desserte de GRDF bénéficiant du tarif péréqué ATRD4, et fixé dans la délibération de la CRE du 17 juillet 2014 à + 1,32 %.

⁸³ Le décalage de cette date TO de lancement du déploiement industriel était prévu par la délibération de la CRE du 17 juillet 2014. La CRE a pris la délibération n° 2017-286 du 21 décembre 2017 portant décision sur la mise en œuvre du cadre de régulation incitative du système de comptage évolué de GRDF afin de recalculer le mécanisme de régulation incitative sur la date effective du démarrage du déploiement industriel, le 2 mai 2017.

Sur l'année 2020, la régulation incitative de la qualité de service de GRTgaz et Teréga a généré des bonus globaux de, respectivement, 1750 k€ et 747 k€. Les niveaux de ces bonus générés au titre de l'année 2020 sont légèrement supérieurs pour GRTgaz à ceux de l'année 2019 de 1732 k€ et en forte augmentation pour Teréga par rapport à ceux perçus au titre de l'année 2019 de 443 k€. Pour GRTgaz et Teréga, on note une dégradation de l'indicateur sur la qualité des prévisions globales de consommation de fin de journée gazière réalisées la veille. La pandémie de la COVID-19 et la période de confinement a eu un impact important sur les profils de consommation des clients, les rendant atypiques et difficilement prévisibles. Pour GRTgaz, les montants d'incitations ont néanmoins été relativement stables et la dégradation de cet indicateur a été compensée par une amélioration sur celui sur la qualité des prévisions globales de consommation de fin de journée gazière réalisées en cours de journée et celui évaluant la qualité des quantités mesurées aux PILD et transmises aux GRD le lendemain. En ce qui concerne Teréga, le montant global d'incitation est en nette hausse en raison d'une amélioration conséquente de l'indicateur sur la qualité des quantités mesurées aux PILD et transmises aux GRD le lendemain pour le calcul des allocations provisoires et celui sur la qualité des quantités intra journalières télé-relevées aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de Teréga et transmises en cours de journée.

3.1.2.2 Evolution de la qualité de service de GRDF et des ELD

Qualité de service de GRDF :

Le tarif ATRD6 de GRDF, entré en vigueur au 1^{er} juillet 2020⁸⁴, a reconduit en le faisant évoluer le mécanisme de régulation incitative de la qualité de service introduit dans le tarif précédent (ATRD5). Cette évolution vise à la fois à améliorer le suivi de la qualité de service, à assurer une stabilité du système incitatif afin d'offrir une meilleure visibilité à l'opérateur et aux acteurs de marché, et à simplifier le mécanisme d'attribution des incitations financières.

La CRE a fait évoluer dans ce tarif ATRD6 la liste des indicateurs de qualité de service suivis en cohérence avec les pratiques opérationnelles de GRDF et les nouveaux enjeux liés à l'activité de l'opérateur. Désormais GRDF suit 33 indicateurs dont 15 font l'objet d'une incitation financière.

Afin que GRDF reste mobilisé pour accroître sa performance quel que soit le niveau atteint, la CRE a défini, pour chaque indicateur faisant l'objet d'une incitation financière⁸⁵, un unique objectif de référence en-dessous duquel l'opérateur versera une pénalité et au-dessus duquel il percevra un bonus. En complément, la CRE a déterminé des valeurs plafond et plancher correspondant aux valeurs maximales et minimales du montant de l'incitation financière pour chacun de ces indicateurs, fixées en cohérence avec l'historique de chaque indicateur et en s'assurant que ces seuils correspondent à des situations exceptionnelles qui justifient l'interruption du mécanisme de régulation incitative.

Sur l'année 2020, la régulation incitative de la qualité de service de GRDF a généré un bonus global de - 0,2 M€, soit - 2,9 M€ par rapport à l'année 2019.

Qualité de service des ELD :

Les tarifs ATRD5 des ELD sont, quant à eux, entrés en vigueur au 1^{er} juillet 2018⁸⁶. Les ELD disposent également d'un mécanisme de régulation incitative de la qualité de service, analogue à celui mis en place pour le tarif ATRD5 de GRDF, qui est adapté à la taille et aux contraintes des opérateurs. Les neuf ELD disposant d'un tarif ATRD spécifique suivent entre onze et quinze indicateurs ; les ELD au tarif commun suivent un unique indicateur, celui relatif au nombre de rendez-vous planifiés non respectés par le GRD.

Sur l'année 2020, la régulation incitative de la qualité de service des ELD a généré au total un bonus compris entre 0,4 k€ et 14 k€ pour les ELD, qui sont venus s'ajouter au montant du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) de chaque ELD à apurer. Par ailleurs, les rendez-vous non tenus du fait du GRD ont généré pour les ELD des pénalités comprises entre 0 et 211 €. Ces pénalités ont été versées directement aux fournisseurs.

3.1.3 Les conditions d'accès aux réseaux, aux terminaux méthaniers et aux installations de stockage de gaz naturel

3.1.3.1 Les tarifs de raccordement au réseau

Dans le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga, dit tarif ATRT, une « remise développement » est prévue, qui peut être accordée au client pour chaque nouveau raccordement ou adaptation

⁸⁴ Délibération de la CRE du 23 janvier 2020 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF

⁸⁵ A l'exception des indicateurs de nombre de rendez-vous planifiés non respectés par le GRD, de taux de réponse aux réclamations fournisseurs dans les 15 jours calendaires, de taux de réponse aux réclamations de consommateurs dans les 30 jours calendaires et du taux de raccordements réalisés dans les délais convenus pour le marché grand public et le marché d'affaires pour lesquels seul un objectif de base est défini.

⁸⁶ Délibération de la CRE n°2017-281 du 21 décembre 2017 portant décision sur les tarifs péréqués d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel des entreprises locales de distribution

de poste. Dans ce cas, la participation financière demandée au client correspond au coût du raccordement diminué des recettes d'acheminement futures que le client versera sur une période de dix ans. Ce dispositif permet de garantir un investissement rentable pour le tarif sur une période inférieure ou égale à dix ans. La participation financière du client ne pourra être inférieure à 50 % du coût du raccordement.

Lors des études de faisabilité, les GRT déterminent :

- le coût de l'investissement (I) nécessaire pour construire ou adapter le branchement et le poste de livraison ;
- les recettes d'acheminement (R) générées par le nouveau client sur dix années, actualisées au coût moyen pondéré du capital (CMPC) du tarif des GRT (tarif de sortie du réseau principal, tarif sur le réseau régional et tarif de livraison).

Deux cas peuvent se présenter en fonction de l'atteinte ou non du seuil de 50 % de prise en charge :

- si les recettes d'acheminement calculées sur dix années et actualisées au CMPC sont inférieures à 50 % du coût de l'investissement, le client paie la différence entre le coût de l'investissement et les recettes d'acheminement générées par le client sur dix années (I-R) ;
- si les recettes d'acheminement calculées sur dix années et actualisées au CMPC sont supérieures à 50 % du coût de l'investissement, le plafond de 50 % de prise en charge est atteint et le client paie donc 50 % du coût de l'investissement de raccordement ($I \cdot 50\%$).

Cette remise sur les coûts de raccordement s'accompagne de contreparties adaptées à chaque type de client (industriel ou distribution publique) et visant à garantir la viabilité financière du dispositif.

3.1.3.2 Les tarifs d'accès aux réseaux de transport

La tarification des réseaux de transport de gaz, et plus largement l'ensemble des règles d'accès à ce réseau, jouent un rôle majeur dans le bon fonctionnement du marché de gros du gaz.

Le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga, dit tarif ATRT7⁸⁷, s'applique depuis le 1^{er} avril 2020, pour une durée d'environ quatre ans. Il a été adopté après une large consultation des parties intéressées et à la suite d'études rendues publiques.

L'évolution du tarif unitaire ATRT7 s'établit à +1,4 % en moyenne par an pour GRTgaz et à + 0,7% pour Teréga. Cette évolution permet de concilier deux tendances contradictoires : la baisse des consommations de gaz, l'arrivée à échéance de certaines souscriptions de long terme en entrée et en sortie aux points d'interconnexion réseaux, et la fin d'un cycle de grands investissements d'une part, et d'autre part, l'apparition de nouveaux coûts pour permettre notamment l'insertion des gaz renouvelables dans les réseaux.

Le cadre de régulation du tarif ATRT7 incite les opérateurs à recourir à des solutions innovantes qui contribuent à réduire les coûts totaux pour la collectivité et/ou les risques de surinvestissements, voire de coûts échoués. Il leur donne aussi les moyens de mener à bien leurs projets d'innovation, essentiels pour fournir un service efficace et de qualité aux utilisateurs d'infrastructures en pleine modernisation, notamment de faire évoluer leurs outils d'exploitation des réseaux.

Ce tarif donne en outre les moyens aux opérateurs de répondre aux enjeux de la transition énergétique, notamment s'agissant des ressources allouées à l'accueil du biométhane dans les réseaux et à la recherche et au développement. Il leur donne également les moyens de maintenir un niveau de sécurité élevé sur leurs infrastructures, qu'il s'agisse par exemple de cybersécurité ou de la prise en compte du vieillissement des réseaux physiques.

Enfin, le niveau du coût moyen pondéré du capital, fixé à 4,25 %, assure une rémunération raisonnable des capitaux investis, permettant de maintenir l'attractivité des infrastructures d'énergie en France au regard des autres pays européens.

3.1.3.2.1 La régulation incitative des charges d'exploitation

La régulation incitative des charges nettes d'exploitation a pour objectif, en laissant aux opérateurs 100 % des écarts entre la trajectoire réalisée et la trajectoire tarifaire, de les inciter à améliorer leur efficacité sur la période tarifaire.

La trajectoire des charges nettes d'exploitation de GRTgaz et de Teréga est définie sur la période 2020 – 2023 et correspond à celle d'opérateurs efficaces. Cette trajectoire prend en compte le niveau d'efficacité révélé lors de la période tarifaire ATRT6 de sorte que les utilisateurs des réseaux bénéficient de ces gains de productivité dans la

⁸⁷ Délibération de la CRE n°2020-012 du 23 janvier 2020 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga.

durée. Cette trajectoire correspond à une enveloppe globale. Les GRT ont en conséquence la liberté de répartir cette enveloppe entre les différentes natures de charges, en fonction de leurs choix.

Les gains de productivité supplémentaires qui pourraient être réalisés par les GRT au-delà de la trajectoire fixée par le tarif ATRT7 (hors postes couverts par le CRCP) seront conservés intégralement par les GRT, comme pour le tarif ATRT6. De façon symétrique, les surcoûts éventuels seront intégralement supportés par les GRT.

Par ailleurs, le tarif ATRT7 prévoit une clause de rendez-vous au bout de deux ans qui permettra, sous conditions, d'ajuster à la hausse ou à la baisse, la trajectoire des charges nettes d'exploitation de GRTgaz et Teréga sur les années 2022 et 2023. Les conséquences éventuelles de nouvelles dispositions législatives ou réglementaires ou d'une décision juridictionnelle ou quasi-juridictionnelle pourront être examinées si le niveau des charges nettes d'exploitation retenues dans le tarif de GRTgaz ou de Teréga se trouvait modifié d'au moins 1%.

3.1.3.2.2 La régulation incitative de la qualité de service

Le dispositif de régulation incitative de la qualité de service mis en œuvre dans le tarif ATRT7 vise à améliorer la qualité du service rendu aux utilisateurs. La publication du tarif ATRT7 a été l'occasion de simplifier le dispositif existant (suppression de deux indicateurs), d'adapter les indicateurs relatifs aux programmes de maintenances, et d'introduire de nouveaux indicateurs de suivi du bon fonctionnement de la zone de marché unique ainsi qu'un nouvel indicateur relatif à l'environnement.

3.1.3.2.3 La régulation incitative des investissements

Au cours des quinze dernières années, GRTgaz et Teréga ont significativement développé leurs réseaux par la création de nouvelles capacités d'interconnexion avec les pays voisins, le développement des capacités d'entrée depuis les terminaux méthaniers et le renforcement du réseau national pour supprimer les congestions et réduire le nombre de zones de marché. Ces évolutions ont permis aux consommateurs de bénéficier de sources d'approvisionnement diversifiées et ont renforcé l'intégration de la France au sein du marché européen du gaz. La CRE considère que le réseau de transport français est maintenant suffisamment dimensionné. Dans ce contexte, la CRE a supprimé, dans le tarif ATRT7, toute incitation à la création de nouvelles capacités aux interconnexions.

Par ailleurs, la CRE a reconduit, en le modifiant à la marge, le dispositif d'incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements d'un budget supérieur à 20 M€ prévu dans le tarif ATRT6.

- Pour chaque projet concerné, la CRE détermine un budget cible après réalisation d'un audit par un consultant externe. Le mécanisme repose sur les principes suivants : quelles que soient les dépenses d'investissement réalisées par le GRT, l'actif entrera dans la base d'actifs régulés (BAR) à sa valeur réelle lors de sa mise en service (diminuée des subventions éventuelles).
- Si les dépenses d'investissement réalisées par le GRT pour ce projet se situent entre 95 % et 105 % du budget cible, aucune prime ni pénalité ne sera attribuée.
- Si les dépenses d'investissement réalisées sont inférieures à 95 % du budget cible, le GRT bénéficiera d'une prime égale à 20 % de l'écart entre 95 % du budget cible et les dépenses d'investissement réalisées.
- Si les dépenses d'investissement réalisées sont supérieures à 105 % du budget cible, le GRT supportera une pénalité égale à 20 % de l'écart entre les dépenses d'investissement réalisées et 105 % du budget cible.

En outre, le tarif ATRT7 a introduit un mécanisme incitatif fondé sur la sélection sans critère prédéfini, par la CRE, de quelques projets dont le budget est en deçà du seuil de 20 M€, afin de les auditer et d'appliquer une régulation incitative identique à celle applicable aux projets d'investissements dont le budget est supérieur ou égal à 20 M€. En 2020, la CRE a ainsi audité et fixé le budget cible du projet Vianne de Teréga, qui vise à remplacer des canalisations dans le Lot-et-Garonne pour un montant d'environ 19M€.

Enfin, le tarif ATRT6 prévoyait un mécanisme incitant les GRT à maîtriser leurs charges de capital au même titre que leurs charges d'exploitation sur un périmètre d'investissements dits « hors réseaux » comprenant des actifs tels que l'immobilier, les véhicules et les systèmes d'information (SI). Ces postes de charges étant, par nature, susceptibles de donner lieu à des arbitrages entre investissements et charges d'exploitation, le mécanisme retenu incite les GRT à optimiser globalement l'ensemble des charges dans l'intérêt des utilisateurs des réseaux. Il consiste à définir, pour la période tarifaire, la trajectoire d'évolution de ces charges de capital qui seront exclues du périmètre du CRCP. Les gains ou les pertes réalisés sont donc conservés à 100 % par les opérateurs. En fin de période, la valeur effective de ces immobilisations sera prise en compte dans la BAR. Le tarif ATRT7 reconduit ce mécanisme pour GRTgaz et Teréga (véhicules et immobilier seulement).

S'agissant du SI de Teréga, la CRE a introduit, à titre d'expérimentation, un mécanisme incitatif de TOTEX (trajectoire commune OPEX et CAPEX), dans lequel les actifs entreraient dans la BAR de l'opérateur sur la base d'un montant fixé ex ante dans la trajectoire TOTEX, et non sur la base des dépenses réellement réalisées, et le taux de partage

des gains ou pertes de l'opérateur est fixé à 50%. Ainsi, les écarts sur la trajectoire globale sont portés au CRCP à hauteur de 50 %.

3.1.3.2.4 La régulation incitative des dépenses de recherche et de développement (R&D)

Pour la période tarifaire ATRT7, la CRE maintient le dispositif d'incitation à la maîtrise des coûts des charges liées à la R&D&I des opérateurs, avec la possibilité pour les GRT de réviser de cette trajectoire à mi-période tarifaire. Les montants alloués à la R&D&I et qui n'auraient pas été engagés seront restitués aux utilisateurs en fin de période tarifaire via le CRCP. En cas de dépassement par les GRT de la trajectoire fixée pour quatre ans, les écarts resteront à leur charge.

En outre, les GRT doivent transmettre des informations annuelles techniques et financières pour l'ensemble des projets en cours et terminés, et publier un rapport biennuel à destination du public afin de rendre compte aux utilisateurs des projets innovants menés par les GRT. Les rapports seront harmonisés entre les opérateurs, notamment grâce à des indicateurs standardisés, et enrichis d'éléments concrets concernant les bénéfices des projets pour les utilisateurs de réseau, ainsi que de retours d'expérience systématiques sur les démonstrateurs financés par le tarif. Comme prévu dans le dispositif, les opérateurs ont consulté les acteurs de marché en juin 2021 sur les grands thèmes de recherche qu'ils prévoient de développer.

Enfin, le guichet *smart grids* est étendu aux GRT de gaz : sous réserve de pouvoir justifier d'une analyse coûts bénéfiques favorable, et pour des projets dépassant 1 M€ relevant du déploiement des *smart grids*, les GRT pourront demander à mi-période tarifaire l'intégration à leur trajectoire des surcoûts de charges d'exploitation liés à ce type de projets.

3.1.3.2.5 La mise à jour annuelle

Le tarif ATRT7 met en œuvre des principes tarifaires permettant une stabilité de la répartition des coûts entre les différentes catégories d'utilisateurs du réseau. En particulier, pour préserver au cours de la période tarifaire l'équilibre entre les coûts du réseau principal portés par les utilisateurs effectuant du transit d'une part, et par les utilisateurs alimentant la consommation nationale d'autre part, l'évolution annuelle doit être identique pour tous les termes tarifaires du réseau principal.

Toutefois, les charges et recettes de chacun des opérateurs pouvant évoluer pour des raisons spécifiques à chaque réseau, le solde du CRCP en fin d'année de GRTgaz et de Teréga sera différent.

En conséquence, dans le tarif ATRT, le calcul du CRCP de chaque opérateur aboutit à un coefficient k_{GRTgaz} pour GRTgaz et $k_{\text{Teréga}}$ pour Teréga. Les termes du réseau principal évoluent chaque année du même coefficient national, dit « k_{national} », correspondant à la moyenne pondérée par les souscriptions de capacités des coefficients k_{GRTgaz} et $k_{\text{Teréga}}$. Les termes du réseau régional de GRTgaz évoluent du coefficient k_{GRTgaz} , et ceux du réseau régional de Teréga évoluent du coefficient $k_{\text{Teréga}}$.

Enfin, un reversement entre les deux GRT permet de compenser les écarts de recettes induits par l'application d'un coefficient moyen k_{national} sur les termes du réseau principal.

Le tarif ATRT7 évolue annuellement, à compter de 2021, le 1^{er} avril de chaque année, selon les principes suivants :

- pour les termes tarifaires du réseau principal en vigueur au 31 mars de l'année N, du pourcentage de variation suivant :

$$Z = \text{IPC} + X + k_{\text{national}}$$

Où :

- Z est la variation de la grille tarifaire au 1^{er} avril de l'année N, exprimée en pourcentage et arrondi à 0,01 % près ;
- IPC est, pour un ajustement de la grille tarifaire au 1^{er} avril de l'année N, le taux d'inflation prévisionnel pour l'année N ;
- X est le facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire du réseau principal ;
- k_{national} est l'évolution de la grille tarifaire, en pourcentage, plafonné à +/-2 %, correspondant à la moyenne pondérée par les recettes de souscriptions de capacités des coefficients k_{GRTgaz} et $k_{\text{Teréga}}$.

Par exception, l'évolution des termes relatifs aux PIR s'applique à partir du 1^{er} octobre de chaque année.

- pour les termes tarifaires du réseau régional de GRTgaz en vigueur au 31 mars de l'année N ; du pourcentage de variation suivant :

$$Z_{\text{GRTgaz}} = \text{IPC} + X_{\text{GRTgaz}} + k_{\text{GRTgaz}}$$

Où :

- Z_{GRTgaz} est la variation de la grille tarifaire au 1^{er} avril de l'année N, exprimée en pourcentage et arrondi à 0,01 % près ;

- IPC est, pour un ajustement de la grille tarifaire au 1^{er} avril de l'année N, le taux d'inflation prévisionnel pour l'année N ;
 - X_{GRTgaz} est le facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire du réseau régional de GRTgaz ;
 - k_{GRTgaz} est l'évolution de la grille tarifaire, en pourcentage, plafonné à +/-2 %, provenant principalement de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et produits (CRCP) de GRTgaz.
- pour les termes tarifaires du réseau régional de Teréga en vigueur au 31 mars de l'année N, du pourcentage de variation suivant :
- $$Z_{\text{Teréga}} = \text{IPC} + X_{\text{Teréga}} + k_{\text{Teréga}}$$

Où :

- $Z_{\text{Teréga}}$ est la variation de la grille tarifaire au 1^{er} avril de l'année N, exprimée en pourcentage et arrondi à 0,01 % près ;
- IPC est, pour un ajustement de la grille tarifaire au 1^{er} avril de l'année N, le taux d'inflation prévisionnel pour l'année N ;
- $X_{\text{Teréga}}$ est le facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire du réseau régional de Teréga ;
- $k_{\text{Teréga}}$ est l'évolution de la grille tarifaire, en pourcentage, plafonné à +/-2 %, provenant principalement de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et produits (CRCP) de Teréga.

En outre, la délibération ATRT 7 prévoit que la CRE puisse prendre en compte, lors des évolutions annuelles du tarif ATRT7, des évolutions de la structure tarifaire, liées notamment :

- à la mise en œuvre des codes de réseaux et/ou lignes directrices européens ;
- au fonctionnement de la zone de marché unique France ;
- à des modifications de l'offre des GRT ;
- aux évolutions de la régulation incitative de la qualité de service des opérateurs.

La première mise à jour du tarif ATRT7 a eu lieu au 1^{er} avril 2021⁸⁸. La CRE a retenu une baisse des termes tarifaires du réseau principal de GRTgaz et de Teréga de -1,23%, ainsi qu'une baisse des termes tarifaires du réseau régional de GRTgaz de -1,58% et une hausse de ceux du réseau régional de Teréga de +1,26%. Ces évolutions tiennent compte de l'hypothèse d'inflation pour 2021 retenue dans le projet de loi de finances 2021, des facteurs d'évolution annuelle des termes tarifaires du réseau principal et des réseaux régionaux décrits ci-dessus, ainsi que de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et produits des gestionnaires de réseau de transport de gaz calculés au 31 décembre 2020.

La CRE a également étendu le périmètre de collecte de la compensation stockage aux consommateurs raccordés directement au réseau de transport. La délibération de mise à jour du tarif précise les modalités de calcul de la modulation de ces consommateurs, qui sont similaires à celles des clients « à souscription » raccordés au réseau de distribution.

La CRE a également fait évoluer les conditions de déclenchement du tarif dit « congestionné » aux points d'interconnexion des réseaux en introduisant une condition supplémentaire, afin de prévenir les effets d'aubaine dans le cadre des enchères : le niveau de souscription proposé doit être d'au moins 98 % des capacités commercialisées lors de l'enchère des capacités annuelles de ce PIR (dans le seul sens congestionné).

3.1.3.3 Les tarifs d'accès au réseau de distribution

Le sixième tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF, dit « tarif ATRD6 », est entré en vigueur au 1^{er} juillet 2020, en application de la décision tarifaire de la CRE du 23 janvier 2020⁸⁹, pour une durée d'environ quatre ans.

Ce tarif a reconduit, en le faisant évoluer, le cadre de régulation précédent incitant GRDF à améliorer son efficacité, tant du point de vue de la maîtrise de ses coûts, que de la qualité du service rendu aux utilisateurs de ses réseaux (cf. 3.1.2.2.2). S'agissant de la structure tarifaire, quelques adaptations ont été intégrées, justifiées par l'évolution des usages des réseaux de distribution.

Il a donné à GRDF les moyens de s'adapter aux nouveaux enjeux de son activité, notamment en prenant en compte pour établir le niveau du tarif :

⁸⁸ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 21 janvier 2021 portant décision sur l'évolution du tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga au 1^{er} avril 2021

⁸⁹ Délibération de la CRE du 23 janvier 2020 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF

- une hausse des charges d'exploitation liées à la sécurité, avec le financement, en plus des programmes déjà couverts pendant la période ATRD5, d'un programme de traitement des anomalies du bâti et de remplacement des conduits dans les immeubles collectifs ;
- les charges additionnelles liées au remplacement des appareils non adaptables dans le cadre du projet « Changement de gaz », qui n'avaient pas été prévues initialement dans les trajectoires fixées pour la phase pilote ;
- un renforcement de la R&D, portant en particulier sur l'arrivée des nouveaux gaz dans les réseaux (développement de l'injection d'hydrogène dans les réseaux notamment) ;
- une révision des montants associés aux actions en faveur du raccordement des clients, pour les recentrer sur l'animation de la filière qui devra comporter une part accrue de dépenses liées à la sécurité ainsi que sur la conversion fioul-gaz afin de supprimer, le plus rapidement possible, les installations fonctionnant au fioul ;
- l'atteinte des objectifs d'injection de biométhane fixés par le projet de programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE)..

En conséquence, le tarif ATRD6 évolue annuellement, le 1^{er} juillet de chaque année, selon les principes suivants :

- a) le niveau des grilles tarifaires, hors terme R_f et hors terme tarifaire d'injection pour les producteurs de biométhane évolue au 1^{er} juillet de chaque année N du pourcentage de variation suivant, par rapport au niveau du tarif en vigueur au 30 juin de l'année N :

$$Z = IPC + X + k$$

Où :

- Z est la variation de la grille tarifaire au 1^{er} juillet de l'année N exprimée en pourcentage et arrondi à 0,01 % près ;
 - IPC est, pour un ajustement de la grille tarifaire au 1^{er} juillet de l'année N , le taux d'inflation prévisionnel pour l'année N pris en compte dans le projet de loi de finances de l'année N ;
 - X est le facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire fixée par la CRE dans la présente délibération tarifaire, égal à - 1,9 % ;
 - k est l'évolution de la grille tarifaire, exprimée en pourcentage, résultant de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) ; k est compris entre + 2 % et - 2 % ;
- b) le terme R_f évolue selon les modalités prévues par la délibération de la CRE n° 2017-238 du 26 octobre 2017 susmentionnée, associées à une évolution à l'inflation ;
- le niveau du terme tarifaire d'injection pour les producteurs de biométhane reste stable ;

Le tarif a évolué au 1^{er} juillet 2021, de +0,70 %.

3.1.3.4 Les tarifs d'accès aux terminaux méthaniers

Les trois terminaux régulés de Fos Cavaou, Fos Tonkin et Montoir de Bretagne, ainsi que le terminal de Dunkerque, mis en services en janvier 2017, cumulent les capacités de regazéification françaises à 34 milliards de m³/an (~370 TWh).

Le tarif actuel d'utilisation des terminaux méthaniers régulés de Montoir-de-Bretagne (Montoir), Fos Tonkin et de Fos Cavaou, gérés par la société Elengy, dit « tarif ATTM6 », est entré en vigueur le 1^{er} avril 2021 pour une durée de quatre ans. Le terminal de Dunkerque, opéré par la société Dunkerque LNG, fait l'objet d'une exemption.

Le cadre de régulation mis en place par la CRE vise à inciter les opérateurs à améliorer leur efficacité tout en minimisant leurs risques liés notamment aux évolutions législatives et réglementaires qui pourraient avoir un impact sur leur activité. Il vise également à donner aux acteurs de marché une visibilité suffisante pour construire des stratégies d'approvisionnement de moyen et long terme. Le cadre de régulation du tarif ATTM6 reconduit les principes suivants du tarif ATTM5 :

- un tarif individuel pour chaque terminal, afin de prendre en compte les coûts et les spécificités propres à chacune de ces infrastructures ;
- un tarif pluriannuel conçu pour s'appliquer pour une durée d'environ quatre ans, prévoyant une évolution à mi période, de la grille tarifaire de chaque opérateur selon des principes prédéfinis ;
- l'obligation de paiement des capacités souscrites (« *ship or pay* ») à 100 % ;

- un compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) permettant de corriger, pour certains postes préalablement identifiés, tout ou partie des écarts entre, d'une part, les charges et les produits réels et, d'autre part, les charges et les produits prévisionnels pris en compte pour établir les tarifs des opérateurs.

Par ailleurs, ce tarif apporte des réponses aux quatre enjeux prioritaires suivants :

- le bon fonctionnement du marché du gaz : l'offre et les tarifs de ces infrastructures sont simples et prévisibles ;
- la maîtrise des charges, qui concourt à l'attractivité des terminaux méthaniers ;
- la concurrence directe entre les terminaux méthaniers européens, renforcée par l'essor des nouveaux usages : le tarif met en œuvre des évolutions des services visant à améliorer leur flexibilité pour les utilisateurs des terminaux, et à les adapter aux nouveaux usages liés au *small-scale* (GNL de détail). En outre, l'activité de chargement des microméthaniers ne sera plus régulée ;
- le maintien d'un niveau de sécurité élevé dans les terminaux méthaniers : les tarifs donnent les moyens à Elengy de mettre en œuvre sa politique d'investissements et de maintenance, en particulier pour le terminal de Montoir qui atteint 40 ans.

Le tarif ATTM6 présente une baisse significative par rapport au tarif ATTM5 : la baisse du tarif unitaire moyen pour la période ATTM6 est de 24,7 % pour Montoir, 24,2 % pour Fos Tonkin et une légère hausse de 0,1 % pour Fos Cavaou. Ce tarif prévoit également des incitations pour Elengy à la maîtrise de ses dépenses d'investissements et de ses charges d'exploitation, au respect de l'environnement (émissions de gaz à effet de serre et fuites de méthane) ainsi qu'à sa qualité de service concernant le respect des programmes de maintenance.

A Dunkerque LNG, un appel au marché a été lancé en février 2020 par Dunkerque LNG pour proposer les 3,5 Gm³ de capacités disponibles sur la période 2021-2036, dont la phase de qualification s'est close le 28 février 2020. La phase engageante a débuté en juin 2020, les règles de commercialisation ont été approuvées par la CRE le 28 mai 2020.

A Fos Cavaou, Fosmax LNG, (filiale d'Elengy à 100 %) a procédé à un appel au marché le 8 avril 2020 afin de proposer 1 Gm³ de capacité non souscrite sur la période de janvier 2021 à 2030. La phase engageante a débuté début juin 2020, les règles de commercialisation ont été approuvées par la CRE le 28 mai 2020. Elengy a lancé une nouvelle phase non-engageante en mars 2021 qui vise à mettre à disposition des capacités primaires supplémentaires grâce à un dégoulotage technique et réglementaire, ainsi que l'extension du terminal au-delà de 2030 : 1 Gm³ à partir de 2022, 2,5 Gm³ à partir de 2024 et 4,5 Gm³ de 2030 jusqu'à 2045 ou plus. La CRE se prononcera sur les règles de commercialisation à l'issue de cette phase non engageante.

3.1.3.5 L'accès des tiers aux installations de stockage

- **La réforme du régime d'accès des tiers**

La loi n°2017-1839 du 30 décembre 2017 mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures et portant diverses dispositions relatives à l'énergie et à l'environnement a modifié le régime d'accès des tiers aux stockages, qui est régulé depuis le 1^{er} janvier 2018.

La mise en place de l'accès régulé des tiers aux stockages souterrains de gaz naturel a pour objectif de garantir le remplissage des stockages nécessaire à la sécurité d'approvisionnement, tout en apportant de la transparence quant aux coûts du stockage et en supprimant la complexité liée au système précédent d'obligations individuelles de stockage. Par ailleurs, l'introduction d'une régulation des revenus des opérateurs vise à assurer que le consommateur final paie le juste prix pour le stockage nécessaire à la sécurité d'approvisionnement.

L'article L. 421-3-1 du code de l'énergie prévoit que « *les infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel qui garantissent la sécurité d'approvisionnement du territoire à moyen et long terme et le respect des accords bilatéraux relatifs à la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel [...] sont prévues par la programmation pluriannuelle de l'énergie mentionnée à l'article L. 141-1. Ces infrastructures sont maintenues en exploitation par les opérateurs* ». En contrepartie et dans les limites de cette obligation de maintien en exploitation des sites de stockage prévus par la PPE (cf 3.3.2.2), les opérateurs de stockage ont la garantie de voir leurs charges couvertes, dans la mesure où ces charges sont celles d'un opérateur efficace.

L'article L. 452-1 du code de l'énergie prévoit que la différence entre le revenu autorisé des opérateurs de stockage et les recettes directement perçues par les opérateurs de stockage, notamment grâce à la commercialisation de leurs capacités aux enchères, est compensée *via* le tarif ATRT, par un terme spécifique appelé « terme tarifaire stockage ».

La mise en œuvre de la réforme du stockage de gaz a permis la commercialisation et le remplissage des stockages aux niveaux nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement. Elle a en outre renforcé la transparence sur les modalités de commercialisation, ainsi que sur les coûts des opérateurs. Enfin, le coût unitaire du stockage a baissé par rapport à la période précédant la réforme.

À l'issue d'une enquête approfondie ouverte en février 2020, la Commission a conclu que le mécanisme de régulation du stockage de gaz naturel en France était conforme aux règles de l'UE en matière d'aides d'État. En particulier, elle a indiqué que la mesure est nécessaire et proportionnée pour assurer la sécurité de l'approvisionnement énergétique des citoyens et des entreprises et les effets négatifs que la mesure pourrait produire en termes de distorsions de concurrence sont suffisamment limités pour que l'équilibre général de la mesure soit positif.

- **Le tarif ATS2**

Le tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane, dit tarif ATS2 a été adopté début 2020 après une large consultation des parties intéressées et à la suite d'études rendues publiques.

Le tarif ATS2 met en œuvre les principes de régulation incitative appliqués aux autres infrastructures régulées, avec notamment une période tarifaire d'environ 4 ans et des incitations à la maîtrise des coûts et à la qualité du service rendu aux utilisateurs du stockage. Par ailleurs, le tarif ATS2 renforce la régulation incitative à la commercialisation des capacités de stockage en prenant en compte la performance des offres des opérateurs de stockage.

Le niveau moyen des charges à couvrir des opérateurs de stockage pour la période ATS2 évoluera, par rapport à 2018, de +1,4 % en moyenne par an pour Storengy, de +1,3 % en moyenne par an pour Teréga et de +4,7 % en moyenne par an pour Géométhane. Ces évolutions sont le résultat d'une augmentation des charges d'exploitation et des investissements liés à l'activité accrue des stockages souterrains de gaz depuis l'entrée en vigueur de la régulation, partiellement compensée par une baisse du taux de rémunération de 4,75 % réel avant impôts, égale à celle appliquée aux réseaux de transport.

- **La commercialisation aux enchères des capacités de stockages**

La CRE fixe les modalités de commercialisation des capacités de stockage. L'objectif premier poursuivi par la CRE dans le contexte de la réforme du stockage a été de maximiser les souscriptions de capacités, afin d'améliorer le remplissage des stockages et ainsi d'améliorer la sécurité d'approvisionnement. A cet effet, la CRE a fixé un prix de réserve nul pour l'ensemble des capacités commercialisées. Dans un second temps, l'objectif de maximisation du revenu issu des enchères est recherché.

La CRE a fixé des modalités de participations transparentes et simples, sur le principe d'enchères à *fixing*, c'est-à-dire que tous les acteurs transmettent simultanément leurs courbes de demande/prix aux opérateurs, sans tours d'enchères successifs. L'attribution est faite avec un prix d'adjudication identique pour tous les acheteurs (*pay as cleared*), au prix qui maximise la quantité vendue.

Les enchères de capacités de stockage pour l'hiver 2021-2022 ont été un succès. Pour la troisième année consécutive la totalité des capacités commercialisées ont été allouées. Le prix moyen d'adjudication de 1,91 €/MWh est inférieur à celui de la campagne pour les capacités 2020-2021, marquée par des résultats d'enchères exceptionnels du fait d'un écart de prix saisonnier du gaz particulièrement élevé. Le prix moyen d'adjudication pour la saison 2021 - 2022 s'inscrit cependant dans la continuité de celui de la saison 2019 - 2020 (1,84 €/MWh). Pour 2021, les recettes collectées lors des enchères couvrent 47 % du revenu autorisé des opérateurs de stockage, contre 63% en 2020 et 26% en 2018 et 2019.

- **La compensation stockage**

La CRE fixe, à l'issue de la campagne d'enchères et avant le 1^{er} avril de chaque année, le montant de la compensation, pour chacun des trois opérateurs de stockage, correspondant à la différence entre le revenu autorisé des opérateurs pour l'année considérée et les prévisions de recettes liées à la commercialisation des capacités de stockage directement perçues par les opérateurs.

Le montant de cette compensation est recouvré auprès des expéditeurs présents sur les réseaux de transport de GRTgaz et de Teréga, en leur appliquant un terme tarifaire stockage fonction de la modulation hivernale de leurs clients raccordés aux réseaux de transport et de distribution publique de gaz. Dans le cas où les recettes d'enchères sont supérieures au revenu autorisé des opérateurs de stockage, le terme tarifaire stockage est négatif et se traduit par un reversement aux expéditeurs.

La délibération du 23 janvier 2020⁹⁰ relative au tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel (la délibération dite ATRT7) prévoit que la modulation de chaque expéditeur correspond à la somme des modulations de chacun de ses clients soumis au paiement de la compensation stockage.

Le terme tarifaire stockage est calculé comme le rapport entre le montant prévisionnel de la compensation à la maille France et la valeur prévisionnelle de l'assiette de perception de cette compensation. La valeur de l'assiette de compensation correspond à la somme, à la maille France, des modulations des expéditeurs.

A l'issue des enchères des capacités de stockage 2021-22, la CRE a fixé le terme tarifaire stockage à 185,11 €/MWh/j/an à partir du 1^{er} avril 2021.

⁹⁰ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 23 janvier 2020 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga

3.1.4 Les aspects transfrontaliers

3.1.4.1 Les règles d'allocation de la capacité de transport

Pour permettre l'harmonisation requise par les lignes directrices et codes de réseaux européens, la CRE et les transporteurs français ont engagé dès 2012 des discussions sur l'adaptation du cadre de régulation français.

Pour chaque point d'interconnexion transfrontalier, une coopération forte s'est mise en place avec les GRT et régulateurs adjacents pour permettre une mise en œuvre progressive et cohérente des nouvelles règles qui viennent compléter les dispositions du Règlement (CE) n° 715/2009 en ce qui concerne l'accès aux infrastructures transfrontalières.

Ces efforts ont permis d'introduire les mécanismes prévus par l'annexe 1 au Règlement (CE) n° 715/2009 sur les procédures de gestion de la congestion à la date de mise en œuvre obligatoire, c'est-à-dire au 1er octobre 2013. De même, les dispositions du code de réseau sur les mécanismes d'allocation de capacités (CAM) établi par le règlement (UE) n° 984/2013 de la Commission ont été mises en œuvre progressivement à partir d'avril 2013, et sont totalement appliquées depuis le 1er novembre 2015.

Les GRT français se conforment à la nouvelle version du code CAM, publiée le 16 mars 2017 (règlement UE n° 459/2017).

En plus des mesures déjà appliquées depuis l'entrée en vigueur de la première version du code, GRTgaz et Teréga ont notamment élaboré un service dit « de conversion » pour permettre de grouper des capacités souscrites séparément de part et d'autre d'une interconnexion.

Les GRT français appliquent également les nouvelles dispositions relatives aux capacités supplémentaires et ont conduit au second trimestre 2017 une évaluation de la demande du marché pour déterminer si de nouvelles capacités devraient être développées aux interconnexions.

Souhaitant appliquer des règles cohérentes aux différents points d'interconnexion français, la CRE a aussi pris la décision d'appliquer certaines règles du code CAM à l'interconnexion de Dunkerque bien que son application ne soit pas obligatoire aux points d'interconnexion avec les pays n'appartenant pas à l'Union européenne. Le mode de commercialisation proposé par GRTgaz a été approuvé par la CRE dans ses délibérations du 27 juillet 2017, puis du 8 mars 2018. Pour faire suite aux demandes de plusieurs expéditeurs, la CRE a de nouveau fait évoluer les règles de commercialisation des capacités au PIR Dunkerque dans sa délibération du 23 avril 2020, achevant ainsi le processus d'harmonisation des pratiques avec les autres PIR français et européens. Ainsi, à compter du 1^{er} octobre 2020, les capacités du PIR Dunkerque sont commercialisées sur la plateforme européenne PRISMA, selon le calendrier et le système de vente par enchères propres au code CAM.

La CRE a également approuvé les règles de commercialisation des capacités d'entrée au point d'interconnexion d'Oltingue en juillet 2017, ainsi que la mise en place du mécanisme de surréservation et de rachat pour le point d'interconnexion virtuel Pirineos en septembre 2017.

Par ailleurs, les deux interconnexions reliant la France et la Belgique (Alveringem et Taisnières H/Blarégny) ont été regroupés en un point d'interconnexion virtuel par GRTgaz et Fluxys (appelé Virtualys) en décembre 2017.

3.1.4.1.1 Le renforcement des capacités transfrontalières

Avant toute augmentation de capacité aux frontières, la CRE a eu recours aux procédures d'appels au marché (« open seasons »). Le projet d'amendement au code de réseau sur les allocations de capacité (CAM) portant sur la capacité incrémentale reprend ce principe d'un test économique pour valider un investissement au regard du niveau de demande.

S'agissant des projets d'infrastructures pouvant contribuer à la sécurité d'approvisionnement en Europe, et pour lesquels la demande de marché est trop faible pour justifier l'investissement, la CRE estime qu'une analyse coûts-bénéfices doit être systématiquement menée pour éclairer la décision. En outre, si des projets d'infrastructures transfrontalières devaient être développés pour des raisons de sécurité d'approvisionnement à l'échelle de l'Europe, la CRE considère qu'un partage des coûts entre pays bénéficiaires du projet devrait être effectué.

Les nombreux investissements réalisés en France et au niveau des interconnexions permettent aujourd'hui au système gazier français de disposer d'une grande capacité de résilience aux différentes crises d'approvisionnement envisageables.

Le 1^{er} juin 2018, ont été mises en service les 100 GWh/j de capacités physiques en entrée depuis la Suisse, dont la création avait été validée par la CRE en décembre 2014 afin d'ouvrir un accès aux sources d'approvisionnement en gaz passant par l'Italie et la Suisse (et provenant par exemple de Libye, d'Algérie ou d'Azerbaïdjan, via le futur gazoduc Trans Anatolian Pipeline), pour un coût d'investissement estimé à 17 M€.

Teréga et Enagás, le GRT espagnol, ont soumis le 23 juillet 2018 une demande d'investissement et de partage des coûts du projet STEP aux autorités de régulation française et espagnole (CNMC), en application du règlement (UE)

n°347/2013. Ce projet d'interconnexion gazière entre la France et l'Espagne vise à la création de capacités d'échange additionnelles entre ces deux pays à hauteur de 180 GWh/j de la France vers l'Espagne et 230 GWh/j de l'Espagne vers la France. Les coûts du projet s'élèvent, selon les deux gestionnaires de réseaux, à 442 M€, dont 290 M€ sur le réseau de Teréga. Les capacités créées seraient interruptibles.

Le 17 janvier 2019, la CRE et la CNMC ont conjointement rejeté la demande d'investissement présentée par Teréga et Enagás, considérant que le projet STEP ne répond pas aux besoins du marché et ne présente pas une maturité suffisante pour pouvoir faire l'objet d'une décision favorable des régulateurs et, a fortiori, pour faire l'objet d'une décision de répartition transfrontalière des coûts. Le 20 juin 2019, l'ACER a confirmé le manque de maturité du projet STEP après une saisine du régulateur portugais ERSE. Le projet STEP ne figure par ailleurs pas sur la 4ème liste des projets PIC publiée le 31 octobre 2019 par la Commission européenne.

Le code CAM prévoit (article 26) l'évaluation par les GRTs nationaux, en collaboration avec les GRT transfrontaliers, de la demande du marché concernant les capacités supplémentaires, et ce tous les 2 ans à partir de 2017. En 2019, GRTgaz et Teréga ont mené des évaluations aux frontières avec la Belgique et avec l'Espagne respectivement et aucune demande de capacité additionnelle n'a été exprimée.

3.1.4.1.2 L'analyse de la cohérence du plan d'investissement du GRT français avec le plan européen de développement du réseau

Conformément à l'article L.431-6 du code de l'énergie, la CRE est tenue de vérifier la cohérence des plans décennaux des GRT avec le plan à 10 ans de l'ENTSOG. En 2019, la CRE a mené une consultation publique sur les plans décennaux de développement des deux GRT sur une période allant du 7 février au 7 mars 2019.

Dans sa délibération du 27 mars 2019, la CRE a considéré que les scénarios présentés dans les plans de développement décennaux 2018-2027 des opérateurs étaient cohérents avec les scénarios du TYNDP. En effet, les scénarios développés par les opérateurs (bleu, orange, violet) reprennent ceux du TYNDP 2018. En outre, un scénario supplémentaire (rouge) a été ajouté par les opérateurs pour une analyse plus contrastée, caractérisée par un ralentissement du rythme de la transition énergétique dû à des conditions économiques atones avec une prolongation des tendances actuelles de développement des énergies renouvelables.

Les GRT ont soumis à la CRE de nouvelles versions de leurs plans décennaux de développement en 2021. Ces derniers sont en cours d'analyse par la CRE.

3.1.5 La surveillance et le contrôle du respect des obligations des acteurs

3.1.5.1 La mise en œuvre des codes de réseau – l'évolution des règles d'équilibrage

Il n'y a pas eu d'évolution des règles d'équilibrage en 2020.

La CRE a fait évoluer pour la dernière fois les règles d'équilibrage dans la délibération du 12 décembre 2019, qui a renforcé la sécurisation financière du système d'équilibrage. Ainsi, des actions sont mises en place par les GRT en fonction de l'atteinte des seuils suivants :

- le premier seuil d'alerte, défini et paramétré à la discrétion du GRT, dans une procédure interne consultable par la CRE, déclenche un rappel à l'expéditeur des mesures ultérieures, par téléphone ou par mail ;
- le deuxième seuil, fixé à 50%, entraîne une notification formelle de l'expéditeur du dépassement du seuil ;
- le troisième seuil, fixé à 90% d'entame de la garantie théorique, permet aux GRT de demander à l'expéditeur de payer une facture d'acompte sur le déséquilibre constaté, de manière anticipée, sous 2 jours ouvrables ;
- dès que le seuil 100% d'entame de la garantie théorique est dépassé, le GRT a la possibilité de suspendre totalement ou partiellement le contrat d'acheminement, sans mise en demeure préalable et avec effet immédiat.

La précédente évolution des règles d'équilibrage datait du 15 septembre 2016, décision de la CRE ayant introduit des évolutions marginales au système d'équilibrage français en gaz, notamment afin de permettre aux GRT d'améliorer leurs interventions sur le marché.

3.1.5.3 La mise en œuvre du code de réseau sur l'harmonisation des structures tarifaires des réseaux de transport de gaz

Le code de réseau sur l'harmonisation des structures tarifaires des réseaux de transport de gaz (dit code « TAR ») prévoit que les autorités de régulation soumettent à consultation publique leur projet de structure tarifaire. L'ACER en vérifie la conformité au code TAR et publie un rapport d'analyse préconisant, le cas échéant, des ajustements avant la mise en œuvre concrète de la structure tarifaire.

En France, la CRE a mené, au cours de l'année 2019, quatre consultations publiques dans le cadre de ses travaux préparatoires au tarif ATRT7 (accès des tiers au réseau de transport de gaz naturel), entré en vigueur le 1^{er} avril 2020. Elle a en particulier conduit, du 23 juillet au 4 octobre 2019⁹¹, une consultation portant sur l'ensemble des sujets (niveau comme structure du tarif) relatifs au tarif ATRT7 qui a connu une large participation (91 réponses reçues). Celle-ci a, conformément aux dispositions du code TAR (article 27), été transmise à l'ACER, qui a rendu son avis le 4 décembre 2019⁹².

Dans son rapport d'analyse, l'Agence conclut notamment que la consultation publique de la CRE est complète au sens du code mais que certaines des informations publiées auraient mérité davantage de détails (concernant les scénarios de flux retenus notamment) et que la méthode de calcul du prix de référence est conforme avec les principes de transparence et de non-discrimination établis par le code.

Comme le recommandait l'ACER dans son avis, la CRE a complété les informations qu'elle a publiées sur certains sujets (entre autres sur les scénarios de flux retenus, le modèle tarifaire simplifié, la justification de la différenciation tarifaire de 10 % appliquée aux points d'interconnexion entre les réseaux de transport et les terminaux méthaniers – PITTM) dans sa délibération tarifaire finale datée du 23 janvier 2020⁹³.

La méthodologie retenue par la CRE détermine les tarifs aux points d'entrée et de sortie du réseau principal en s'appuyant sur la capacité et la distance comme inducteurs de coûts, sur la base de scénarios de flux économiquement pertinents.

La décision de la CRE a conduit à une évolution, en 2020, de + 0,2 % en entrée aux PIR (points d'interconnexion réseau), de -4,5 % aux PITTM, de + 3,2 % en sortie vers les réseaux régionaux, de -5,4 % en sortie à Oltingue et de -6,8 % en sortie à Pirineos. D'une manière plus générale, le retour d'expérience de la mise en œuvre du code tarif, notamment mené par l'ACER dans le cadre de son rapport publié le 6 avril 2020⁹⁴, montre la nécessité d'avoir une lecture du code tournée vers l'atteinte de l'objectif de non-discrimination. Ainsi, s'agissant des réseaux régionaux, ces derniers étant utilisés exclusivement pour les besoins des consommateurs français, la CRE les a classés comme « services annexes » conduisant ainsi à en exclure les coûts de l'assiette considérée pour déterminer les termes tarifaires aux PIR, PITTM et PITS (points d'interconnexion entre les réseaux de transport et les stockages). L'objectif de la CRE est d'exclure tout risque de subvention croisée entre utilisateurs domestiques et utilisateurs transfrontaliers (qui n'utilisent que le réseau principal, d'un PIR d'entrée à un PIR de sortie). L'ACER avait considéré dans son rapport d'analyse de la consultation publique de la CRE que cette solution apparaissait contraire aux dispositions du code TAR, retenant une lecture large de la notion de « services de transport » que le code TAR définit comme « les services régulés fournis par le gestionnaire de réseau de transport dans le système entrée-sortie aux fins du transport ». La CRE se félicite que dans son rapport d'avril 2020, l'Agence indique que la solution retenue par la CRE peut constituer une option alternative, lorsque les réseaux régionaux ne font pas partie du système entrée-sortie. L'ACER propose que des travaux complémentaires soient menés au niveau européen afin de définir une doctrine commune.

3.2 La concurrence et le fonctionnement du marché du gaz

3.2.1 Le marché de gros

3.2.1.1 Etat des lieux

Le marché français du gaz repose, pour l'essentiel des approvisionnements, sur des contrats à long terme signés entre les fournisseurs historiques et les sociétés nationales des pays producteurs. Les six principaux pays producteurs depuis lesquels la France s'approvisionne en gaz naturel en 2020 sont la Norvège (41 %), la Russie (17 %), l'Algérie (9 %), le Nigeria (9 %), les Pays-Bas (8 %) et les Etats-Unis (6 %)⁹⁵. En ce qui concerne la part des fournisseurs alternatifs⁹⁶ dans les importations et les exportations de l'ensemble des fournisseurs sur les zones GRTgaz et Teréga, celle-ci augmente de 1 % par rapport à 2019 pour les importations et 8 % pour les exportations.

Le tableau 15 présente les importations, les exportations et la production mesurées au cours de l'année 2020.

⁹¹ Consultation publique de la CRE n° 2019-013 du 23 juillet 2019 relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga

⁹² ACER, Analysis of the Consultation Document on the Gas Transmission Tariff Structure for France : https://extranet.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/Agency%20Report%20-%20analysis%20of%20the%20consultation%20document%20for%20France.pdf

⁹³ Délibération de la CRE du 23 janvier 2020 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga

⁹⁴ ACER, The internal gas market in Europe: The role of transmission tariffs : https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/The%20internal%20gas%20market%20in%20Europe.The%20role%20of%20transmission%20tariffs.pdf

⁹⁵ <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf>

⁹⁶ Les fournisseurs alternatifs sont les fournisseurs autres que les fournisseurs historiques (ENGIE, Tégaz et les ELD).

Figure 42 Importations, exportations, et production de gaz (flux commerciaux)

Quantités en TWh	Ensemble de fournisseurs	Fournisseurs alternatifs	
Flux de gaz			
Importations	527	327	62%
dont importations terrestres	352	188	53%
dont gaz naturel liquéfié	175	139	79%
Exportations	105	86	82%
Production	-	-	-

Source : GRTgaz, Teréga - Analyse : CRE

En 2020, les trois principaux importateurs ont représenté 74% des volumes importés. Le nombre d'expéditeurs actifs sur les points d'interconnexions réseau (PIR) est passé de 60 en 2019 à 53 en 2020.

La majeure partie du négoce sur le marché de gros du gaz en France se matérialise par des échanges aux Points virtuels d'échanges de gaz (ou PEG), mis en place au début de l'année 2004⁹⁷. Il s'agit de points virtuels, rattachés à chaque zone d'équilibrage des réseaux de GRTgaz et Teréga, où un expéditeur peut céder du gaz à un autre expéditeur.

Au 1^{er} janvier 2009, à la suite de la fusion des zones GRTgaz Nord-H, Est et Ouest, le nombre de PEG a été réduit à quatre (PEG Nord H, PEG Nord B, PEG Sud et PEG TIGF). En avril 2013, les zones Nord-H et Nord-B ont fusionné créant un PEG Nord unique. En avril 2015, les PEG Sud et TIGF ont été fusionnés, créant le TRS (*Trading Region South*).

Le 1^{er} novembre 2018, les deux zones françaises PEG Nord et TRS ont fusionné pour finalement créer une zone unique de marché la *Trading Region France* (TRF). Ce lancement représente ainsi l'achèvement de 15 ans de travaux renforçant l'attractivité et le bon fonctionnement de la zone et affichant un prix unique PEG.

3.2.1.2 Evolution des prix *day-ahead* sur le marché de gros du gaz

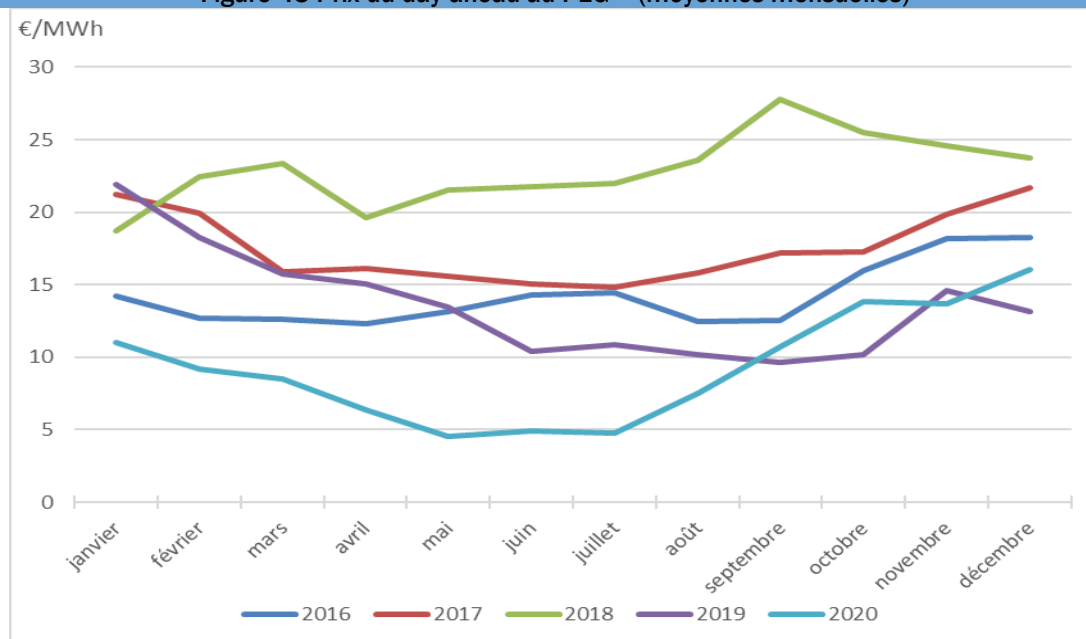
Le groupe EEX a absorbé au 1^{er} janvier 2020 les activités de Powernext, l'ancienne bourse du gaz en France. Les prix de gros du gaz en France sont disponibles publiquement sur le site web d'EEX. Chaque jour sont entre autres publiés pour le segment *spot* au PEG (à partir du 1^{er} novembre 2018) un indice *End of Day* et un indice *Daily Average Price*. Un indice de clôture est également publié pour chaque produit à terme listé par la bourse EEX. La méthodologie de calcul de ces indices est disponible publiquement.

Les prix de court terme du gaz se sont effondrés à l'échelle mondiale à partir de l'application des mesures de confinement dans le courant du premier trimestre 2020 en raison de la baisse de la demande dans un contexte de marché déjà saturé par l'offre, notamment en raison des hauts niveaux des stockages et de l'abondance de l'offre de GNL. Le prix du produit PEG *day-ahead* est resté sous le seuil des 8,0 €/MWh jusque mi-août, atteignant fin mai les 2,9 €/MWh, soit son plus faible niveau de prix depuis la mise en place du PEG. Les prix de court terme ont connu un fort rebond en fin d'année, portés principalement par la hausse des prix en Asie. En effet, l'Asie du Sud-Est a été frappée par une vague de froid d'une ampleur historique sur la fin de l'année, ce qui a eu pour effet de voir s'envoler les prix du GNL livré sur ce continent avec un prix maximal de l'indice de prix GNL East Asia (EAX) de 33,9 €/MWh atteint le 17 décembre, soit un écart de 17,8 €/MWh avec le contrat mensuel au PEG contre 3,5 €/MWh en moyenne sur l'année.

Sur l'année, les prix *spot* au PEG ont en moyenne baissé de 31 % par rapport à 2019 en affichant une moyenne de 9,3 €/MWh. Le contrat mensuel PEG observe lui une baisse moyenne de 33 % par rapport à l'an passé avec une moyenne de 9,8 €/MWh.

⁹⁷ Des échanges de gaz peuvent également avoir lieu aux points frontières du réseau français

Figure 43 Prix du day-ahead au PEG * (moyennes mensuelles)



*PEG Nord avant le 1^{er} novembre 2018

Source : ICIS - Analyse : CRE

La consommation a atteint 444 TWh sur l'année, soit une baisse de 7 % par rapport à 2019.

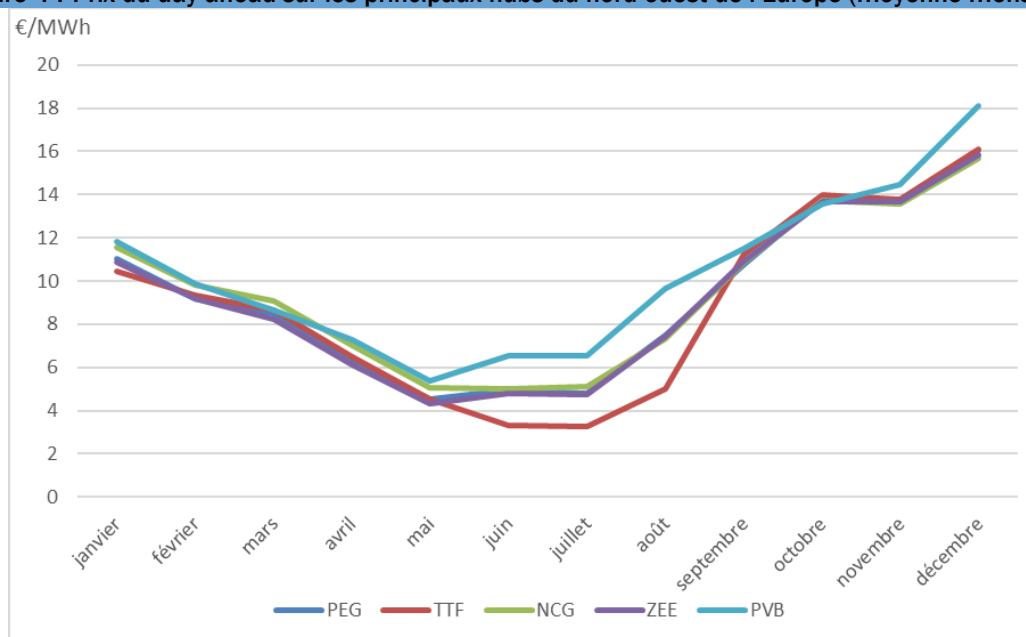
La baisse de l'activité économique induite par le premier confinement du 17 mars au 11 mai a fortement influé la baisse de la consommation française. Les centrales à cycle combiné au gaz ont quasiment cessé de fonctionner pendant le premier confinement. La consommation des clients industriels hors sites fortement modulés s'élevait elle à 418 GWh/j le 16 mars avant de chuter jusqu'à atteindre une valeur de 276 GWh/j un mois plus tard le 18 avril. La consommation totale durant ce premier confinement a été jusque -267,4 GWh en dessous de celle du tunnel historique de 2013 à 2019, valeur atteinte le 20 avril et représentant -27 % par rapport à ce minimum.

Les températures exceptionnellement douces de 2020 ont également impacté la demande en gaz à la baisse. GRTgaz indique que cet effet climatique a été le principal facteur de baisse des consommations de gaz des distributions publiques et régies (environ 75 % de leur baisse), devant les autres effets dont celui de la crise sanitaire.

L'année 2020 a débuté avec des niveaux de stockage historiquement élevés (111,7 TWh) en raison de l'hiver 2019-2020 le plus chaud depuis le début du XXe siècle selon Météo France, et d'un marché saturé par l'offre de GNL. Les niveaux de stockage en 2020 sont par la suite restés au-dessus des niveaux historiques des cinq années précédentes sur la grande majorité de l'année. Les injections dans les stockages ont été soutenues pour atteindre un niveau de 90 TWh à la fin du second trimestre, ce qui est habituellement atteint au milieu de l'été. L'intérêt pour les injections est en effet resté conséquent grâce au contexte favorable des prix (différentiel hiver-été élevé). Les niveaux de stockage ont par la suite fortement baissé sur le quatrième trimestre de 2020 pour atteindre 91 TWh le 31 décembre, valeur nettement inférieure aux 113 TWh de l'an passé le même jour. En effet, les prix spot du gaz plus élevés en fin d'année ont favorisé les soutirages de gaz.

Les principaux hubs gaziers de l'Europe du Nord-Ouest ont affiché une excellente convergence, ce qui témoigne d'une absence de congestion physique entre ces marchés et d'un bon fonctionnement de ces marchés.

Figure 44 Prix du day-ahead sur les principaux hubs du nord-ouest de l'Europe (moyenne mensuelle)



Source : ICIS - Analyse : CRE

3.2.1.3 Les marchés intermédiés

Le négoce entre les différents acteurs du marché de gros du gaz en France peut se faire de gré à gré (OTC) ou au sein de marchés organisés. Les échanges de gré à gré peuvent se faire de manière strictement bilatérale ou par l'intermédiation de courtiers.

Le marché organisé du gaz en France a été créé en novembre 2008 avec le lancement des plateformes Powernext Gas Spot et Powernext Gas Futures. En 2020, le nombre d'acteurs actifs⁹⁸ sur les plateformes d'EEX était de 74 pour le segment *spot* et de 47 pour le segment *futures* (contre 82 et 49, respectivement, en 2019). La CRE collecte également des informations transactionnelles auprès des principaux courtiers actifs sur les marchés français du gaz. En 2020, 71 acteurs ont effectué des échanges par l'intermédiaire des courtiers (contre 80 en 2019).

L'année 2020 a débuté avec des prix à terme suivant une tendance baissière dans la poursuite de la baisse amorcée en 2019. Le développement de la pandémie a contribué à tirer les prix à terme encore plus à la baisse, en particulier le produit calendaire 2021 PEG sans que celui-ci ne descende en dessous du seuil de 11,8 €/MWh. Les mouvements de prix ont par la suite évolué entre 11,8 €/MWh et 14,2 €/MWh du mois de mars au mois de septembre.

En fin d'année, les perspectives de reprise économique avec l'annonce de la prochaine mise en service des vaccins contre le COVID-19 ont contribué à tirer les prix à terme à la hausse. Le produit calendaire 2021 PEG est en effet remonté à la fin de l'année à 16,9 €/MWh, un niveau de prix proche de celui du début de l'année de 16,3 €/MWh. Sur la période de fin d'année, les prix à terme ont de plus été tirés à la hausse par ceux du carbone et du pétrole, l'influence des prix du GNL livré en Asie et la forte sollicitation des stockages.

Sur l'année 2020, le produit calendaire 2021 TTF s'est établi en moyenne à 13,4 €/MWh soit une baisse de 27 % par rapport à 2019 où il s'élevait à 18,3 €/MWh. Le minimum du prix de ce produit a été atteint le 1er juin avec 11,8 €/MWh et le prix maximum a été enregistré le 31 décembre avec 17,3 €/MWh.

⁹⁸ Effectuant au moins une transaction sur la période

Figure 45 Volumes échangés sur les marchés intermédiés

Négoce	Variation annuelle 2019/2020				
	2018	2019	2020	En pourcentage	En Valeur
Volumes échangés sur le marché intermédié français					
Marché spot (TWh)	183	159	190	20%	31
Intraday	32	33	35	6%	2,0
Day Ahead	102	88	91	3%	2,9
Bourse (DA, WD, WE, autres spot)	161	137	161	18%	24,2
Brokers (DA, WD, WE, autres spot)	22	37	29	-20%	-7,3
Marché à terme (TWh)	494	579	593	2%	14
M+1	96	112	164	47%	52,3
Q+1	40	40	35	-11%	-4,5
S+1	132	124	67	-46%	-57,6
Y+1	19	25	22	-12%	-3,0
Bourse (toutes échéances)	11	17	21	24%	4,1
Brokers (toutes échéances)	482	562	572	2%	10,1

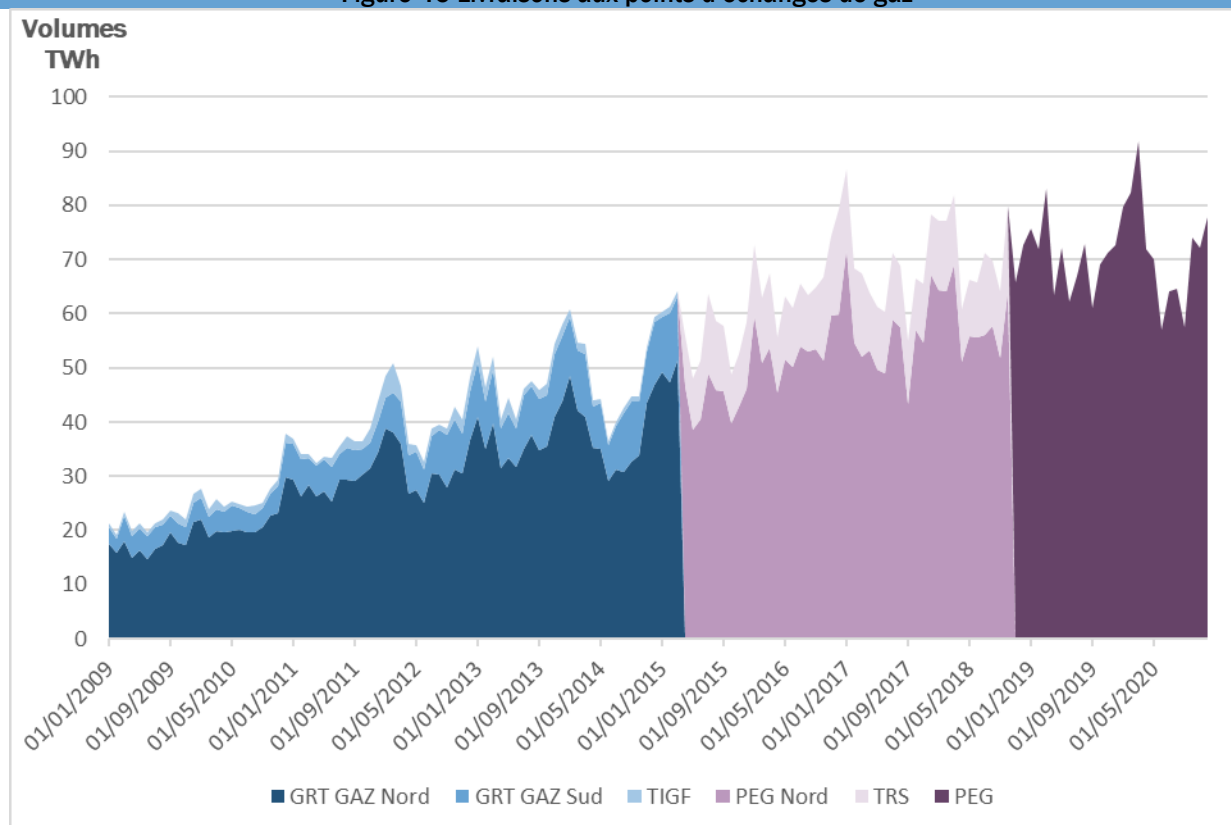
Source : EEX, courtiers - Analyse : CRE

3.2.1.4 Les livraisons aux points d'échange de gaz

Les livraisons aux points d'échange de gaz représentent la matérialisation des échanges de gaz sur le marché de gros en France. Elles résultent des transactions physiques sur le marché organisé et de gré à gré (courtiers ou bilatéral).

Le graphique ci-dessous détaille l'évolution des livraisons aux points d'échange de gaz depuis le 1^{er} janvier 2009. Après des années de croissance depuis 2005, les livraisons cumulées au PEG chutent de 10 % en 2020 pour atteindre 682 TWh.

Figure 46 Livraisons aux points d'échanges de gaz



Source : GRTGaz, Teréga - Analyse : CRE

3.2.1.5 Niveau de concentration du marché français

Les deux graphiques suivants présentent le niveau de concentration (Indice HHI) des marchés intermédiés français pour les segments spot et à terme et par PEG.

Le PEG affiche des niveaux de concentration caractéristiques d'un marché où la concurrence est bien développée. Cette faible concentration traduit une liquidité importante au PEG, laquelle s'explique en partie par la taille relativement importante de cette place de marché et par les nombreux points d'interconnexion et d'approvisionnement de la zone.

Avec les années et la fusion des zones pour former le PEG unique, la concentration des marchés sur les segments spot et à terme montre une tendance baissière ce qui est gage de l'amélioration de la compétitivité du marché français.

Figure 47 Niveau de concentration des marchés intermédiaires français (Segment spot)



*PEG Nord avant le 1^{er} novembre 2018

Source : EEX, courtiers - Analyse CRE

Figure 48 Niveau de concentration des marchés intermédiaires français (Segment à terme)



*PEG Nord avant le 1^{er} novembre 2018

Source : EEX, courtiers - Analyse CRE

3.2.2 Le marché de détail de gaz naturel

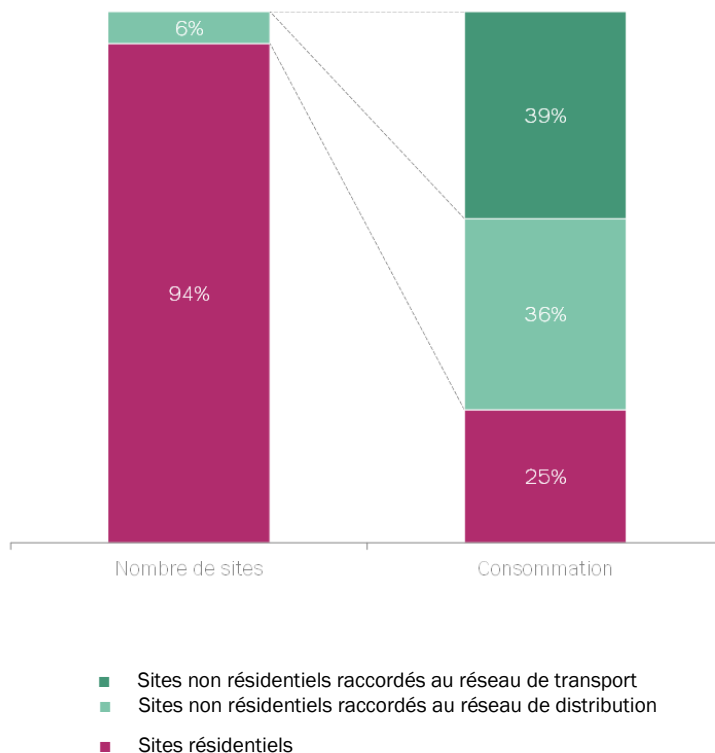
3.2.2.1 Etat des lieux

3.2.2.1.1 Les consommateurs

Depuis le 1^{er} juillet 2007, tous les consommateurs, y compris les clients résidentiels peuvent choisir librement leur fournisseur de gaz naturel.

Au 31 décembre 2020, l'ensemble du marché représentait 11,5 millions de sites et une consommation annuelle de gaz naturel d'environ 484Wh⁹⁹.

Figure 49 Typologie des sites en gaz naturel, au 31 décembre 2020



Source : données 2020, GRT, GRD – Analyse : CRE

Deux types d'offres existent sur le marché de détail :

- les tarifs réglementés de vente, proposés uniquement par des fournisseurs historiques, dont les évolutions sont fixées par les pouvoirs publics, après avis de la CRE ;
- les offres de marché, proposées par les fournisseurs historiques et par les fournisseurs alternatifs, dont les prix sont fixés librement par les fournisseurs.

Les tarifs réglementés de vente de gaz naturel ont été supprimés entre 2014 et 2016 pour les consommateurs professionnels dont la consommation annualisée de référence (CAR) est supérieure à 30 MWh par an.

La loi n°2019-1147 relative à l'énergie et au climat (LEC), promulguée le 8 novembre 2019, met fin aux tarifs réglementés de vente (TRV) de gaz naturel, pour toutes les catégories de consommateurs, en plusieurs étapes :

- les clients professionnels dont la consommation annuelle ne peuvent plus bénéficier des TRV depuis le 1^{er} décembre 2020 ;
- les clients résidentiels ainsi que les syndicats de copropriétés et les propriétaires uniques d'immeuble à usage unique d'habitation dont la consommation annuelle est inférieure à 150 MWh devront, eux, opter pour une offre de marché d'ici le 1^{er} juillet 2023.

Les TRV de gaz ne sont plus commercialisés depuis le 8 décembre 2019. Néanmoins, pour les contrats en cours d'exécution à la date de publication de la LEC et jusqu'aux échéances mentionnées ci-dessus, les dispositions du code de l'énergie relatives au mode de construction et aux missions de la CRE abrogées par la LEC restent applicables dans leur rédaction antérieure à cette loi.

Les tarifs réglementés de vente en distribution publique d'Engie sont encadrés par les articles L. 445-1 à L. 445-4 et R. 445-1 à R. 445-7 du code de l'énergie.

⁹⁹ Dans la suite du document, le périmètre d'étude est limité aux clients raccordés aux principaux réseaux de distribution et de transport qui représentent 481 TWh de consommation annualisée.

Figure 50 Répartition en nombre de sites des consommateurs finals par type de site, au 31 décembre 2020

	Nombre de sites
Sites résidentiels	10 731 000
Sites non résidentiels	659 000

Source : Données 2020, GRD, GRT, Analyses CRE

Figure 51 Répartition en volume des consommateurs finals par type de site, au 31 décembre 2020

	Consommation annualisée (TWh)
Sites résidentiels	118
Sites non résidentiels	363

Source : Données 2020, GRD, GRT, Analyses CRE

La crise sanitaire et le confinement ont eu un impact important sur la consommation de gaz naturel de l'ensemble des consommateurs français. Les chiffres de la CRE montrent que la crise sanitaire a aussi eu un effet significatif sur la mobilité des consommateurs, en particulier résidentiels, et donc sur la dynamique concurrentielle du marché de détail. L'impact le plus significatif sur le marché a été noté lors du deuxième trimestre de 2020, pour ensuite reprendre un rythme plus stable. Au total, le développement des offres de marché a connu un net recul en 2020, en gaz naturel dont la cause principale est la crise sanitaire.

Au 31 décembre 2020, les fournisseurs alternatifs disposaient d'un portefeuille de 4 012 000 (contre 3 559 000 en 2019, soit +11%) clients résidentiels sur un total de 10,7 millions (37% des sites contre 33% au 31 décembre 2019). Les fournisseurs historiques se partagent le reste du marché (63%).

Au 31 décembre 2020, 6 903 000 sites résidentiels étaient en offre de marché (dont 52 % chez un fournisseur alternatif), soit une augmentation de 337 000 sites sur l'année 2020 contre une hausse de 511 000 sites sur l'année 2019 correspondant à 28 000 sites supplémentaires en moyenne par mois en offre de marché en 2020 (contre 43 000 en 2019). Comme en 2019, les clients se sont davantage tournés vers les fournisseurs alternatifs lors de la souscription d'une offre de marché en 2020. Le poids des tarifs réglementés reste non négligeable mais en baisse continue avec 33% des sites et 33% de la consommation.

En ce qui concerne les sites non résidentiels, au 1^{er} décembre 2020, les tarifs réglementés de vente de gaz naturel ont été supprimés pour les consommateurs non domestiques. La quasi-totalité des sites concernés ont été basculés automatiquement dans une offre de marché de leur fournisseur historique (offre dite « de bascule »), conformément à la loi n°2019-1147, mais représentait un nombre faible de clients. Il est à noter que, les copropriétés et les propriétaires uniques d'immeuble à usage principal d'habitation sont considérés dans les analyses de la CRE comme des sites non résidentiels mais ne sont pas concernés par l'échéance de suppression des TRVG au 1^{er} décembre 2020. La catégorie des « sites non résidentiels au TRV » qui apparaît dans plusieurs graphiques de cette section correspond ainsi aux cas de ces consommateurs pour ceux bénéficiant encore des TRV. Ils sont environ 12 000 sites au 31 décembre 2020 représentant une volumétrie très faible (0,3 TWh) au regard du segment professionnel dans sa globalité. Les fournisseurs alternatifs se développent beaucoup mieux comparé à 2019, avec 85 000 sites supplémentaires au cours de l'année 2020. Au 31 décembre 2020, on compte 387 000 clients non résidentiels chez les fournisseurs alternatifs sur un total de 647 000 (total de 659 000 en 2019).

3.2.2.1.2 Les parts de marché – analyse en termes de nombre de sites

Au 31 décembre 2020, la part de marché des fournisseurs alternatifs, rapportée au nombre total de sites, était de 39 % (soit 63 % du volume de consommation total), contre 35 % au 31 décembre 2019. Ce chiffre masque une disparité sur les différents segments. Ainsi, la pénétration des fournisseurs alternatifs était beaucoup plus importante sur le segment des sites non résidentiels (69 % et 75 % de la consommation annuelle respectivement pour les sites raccordés au réseau de transport et de distribution) que sur le segment des sites résidentiels (35 % de la consommation annuelle).

Figure 52 Parts de marché, en nombre de sites, des trois fournisseurs historiques les plus significatifs sur chaque segment, au 31 décembre 2020

Tous segments	Segment des sites transport (non résidentiels)	Segment des sites distribution non résidentiels	Segment des sites distribution résidentiels
61%	26%	47%	62%

Source : Données 2020, GRD, GRT, Analyses CRE

Figure 53 Parts de marché, en nombre de sites, des trois fournisseurs alternatifs les plus significatifs sur chaque segment, au 31 décembre 2020

Tous segments	Segment des sites transport (non résidentiels)	Segment des sites distribution non résidentiels	Segment des sites distribution résidentiels
34%	35%	39%	34%

Source : Données 2020, GRD, GRT, Analyses CRE

3.2.2.1.3 Les parts de marché – analyse en termes de volume de consommation

Figure 54 Parts de marché, en volume, des trois fournisseurs historiques les plus significatifs sur chaque segment, au 31 décembre 2020

Tous segments	Segment des sites transport (non résidentiels)	Segment des sites distribution non résidentiels	Segment des sites distribution résidentiels
39%	31%	31%	65%

Source : Données 2020, GRD, GRT, Analyses CRE

Figure 55 Parts de marché, en volume, des trois fournisseurs alternatifs les plus significatifs sur chaque segment, au 31 décembre 2020

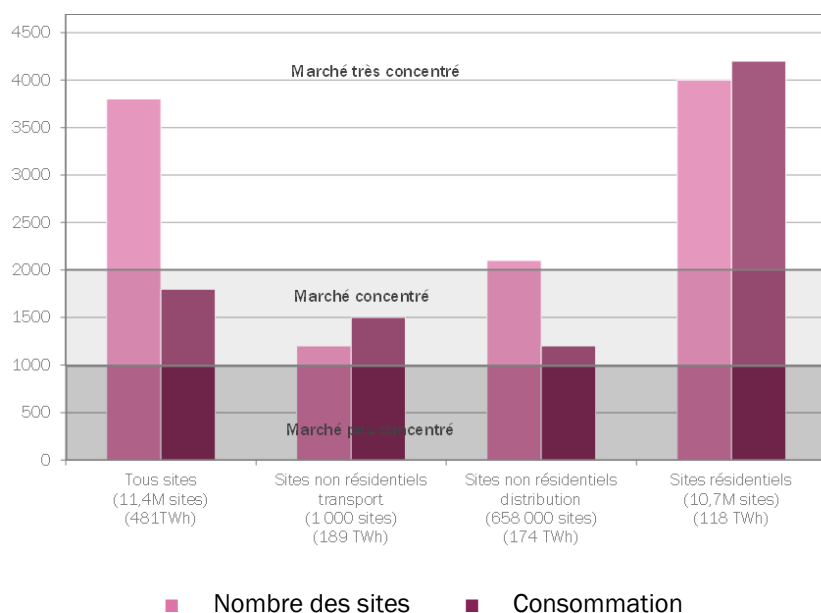
Tous segments	Segment des sites transport (non résidentiels)	Segment des sites distribution non résidentiels	Segment des sites distribution résidentiels
34%	33%	37%	32%

Source : Données 2020, GRD, GRT, Analyses CRE

3.2.2.1.4 La concentration du marché

Le graphique suivant donne l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI)¹⁰⁰ en nombre de sites et en volume pour les différents segments du marché de détail. Cet indice mesure la concentration du marché sur chaque segment de clientèle.

Figure 56 Indice de Herfindahl-Hirschman (HHI) en nombre de sites et en volume pour les différents segments du marché de détail

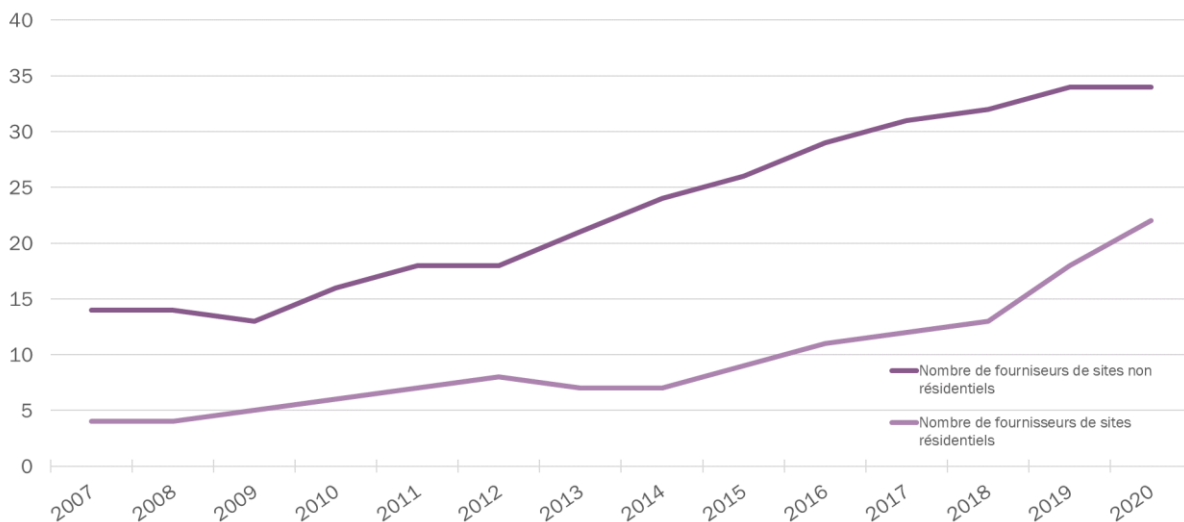


¹⁰⁰ 24 L'indice HHI est égal à la somme des carrés des parts de marché des intervenants, et mesure la concentration du marché (il est d'autant plus élevé que le marché est concentré). On considère généralement qu'un marché est peu concentré si son HHI est inférieur à 1 000, et très concentré s'il est supérieur à 2 000.

3.2.2.1.5 Les fournisseurs

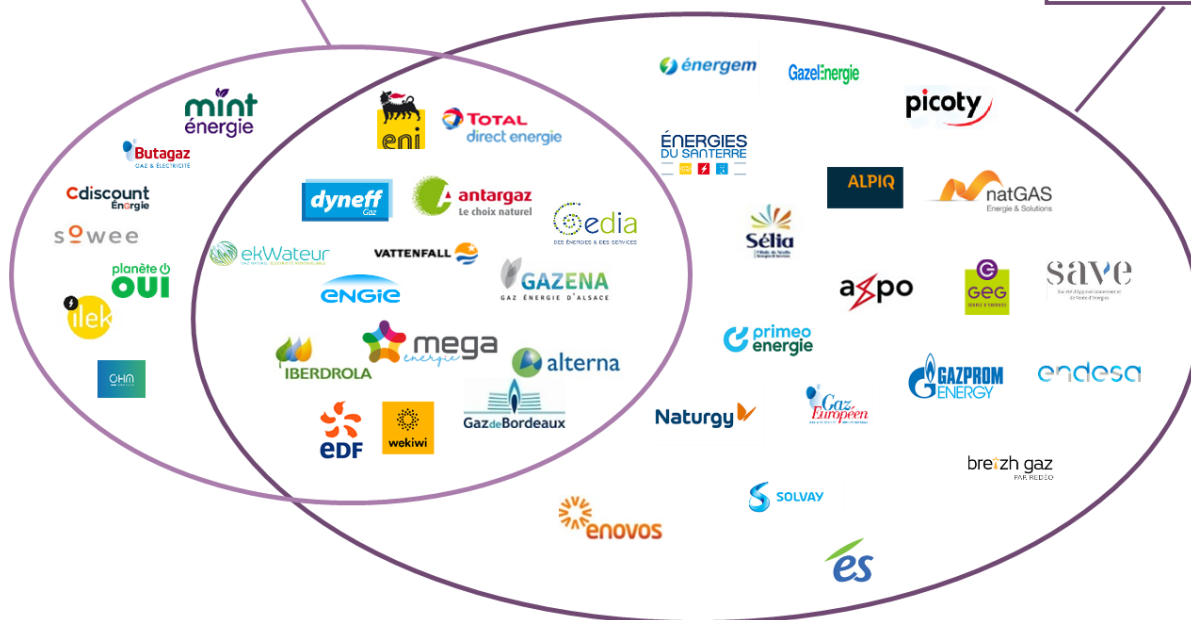
Au 31 décembre 2020, 40 fournisseurs nationaux possédaient au moins un client en portefeuille sur le marché de détail du gaz naturel (contre 37 en 2019). Parmi ces fournisseurs, 22 fournisseurs proposaient des offres aux clients résidentiels et 34 aux clients non résidentiels. Sur les zones de desserte des ELD, les fournisseurs alternatifs sont peu présents, en particulier sur le segment des clients résidentiels. Dans la situation actuelle du marché français, les fournisseurs alternatifs se concentrent en effet sur le territoire de GRDF.

Figure 57 Les fournisseurs nationaux du gaz naturel



22 fournisseurs proposent des offres de gaz aux clients résidentiels

34 fournisseurs proposent des offres de gaz aux clients non résidentiels



Source : énergie-info.fr, Analyses CRE

3.2.2.1.6 Analyse des taux de changement de fournisseurs

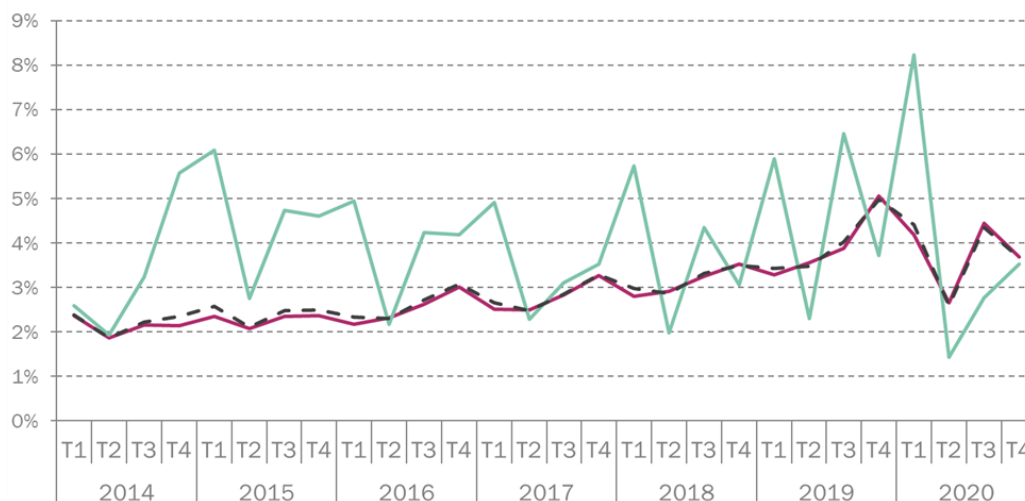
Un « switch » est considéré comme le mouvement librement choisi d'un client d'un fournisseur à un autre. Le taux de switch est alors le ratio du nombre de changements de fournisseurs ajouté aux mises en services des fournisseurs alternatifs dans la zone desservant le client sur le nombre total des clients éligibles dans chaque segment de clientèle.

Il est à noter que le taux de switch ne tient pas compte des contrats renégociés sans qu'il y ait changement de fournisseurs.

Sur le segment non résidentiel, le taux de switch annuel a diminué en 2020 dans le contexte de la crise sanitaire. Le taux de switch annuel s'est élevé à 15,9 % en 2020 contre 18,3 % en 2019.

Sur le segment résidentiel, le taux de switch annuel a diminué en 2020 dans le contexte de la crise sanitaire. Le taux de switch est égal à 15,0 % en 2020 contre 15,8 % en 2019.

Figure 58 Taux de switch trimestriel de 2008 à 2020



Source : Données 2020, Analyses CRE

3.2.2.2 Les prix et les offres

3.2.2.2.1 Composantes de la facture de clients type aux tarifs réglementés de vente de gaz tels que proposés au 31 décembre 2020

Le tableau suivant présente la décomposition de la facture des clients aux tarifs réglementés de vente de gaz au 31 décembre 2020 :

Figure 59 Décomposition de la facture TTC aux tarifs réglementés de vente d'Engie au 31 décembre 2020

En €/MWh	Client D2	Client I1
Part fourniture	22,8	19,1
Part transport	5,4	5,4
Part distribution	18,1	9,9
Part stockage	2,4	2,4
Facture hors taxes aux tarifs réglementés	48,7	36,8
Prélèvements réglementaires sur les frais de réseaux (CTA)	2,3	0,3
TICGN	8,5	8,5
TVA	9,5	8,8
Facture TTC aux tarifs réglementés	69,0	54,4

Source : Données 2019, Analyses CRE

Concernant les gros clients industriels, la CRE disposait auparavant des données concernant les sites aux tarifs réglementés de vente d'Engie. À la suite de la suppression des TRV pour les clients raccordés au réseau de transport en juin 2014, le tarif STS applicable aux sites industriels a disparu et la CRE ne dispose plus de données de coûts sur ce type de clients.

Remarques sur les hypothèses de calcul :

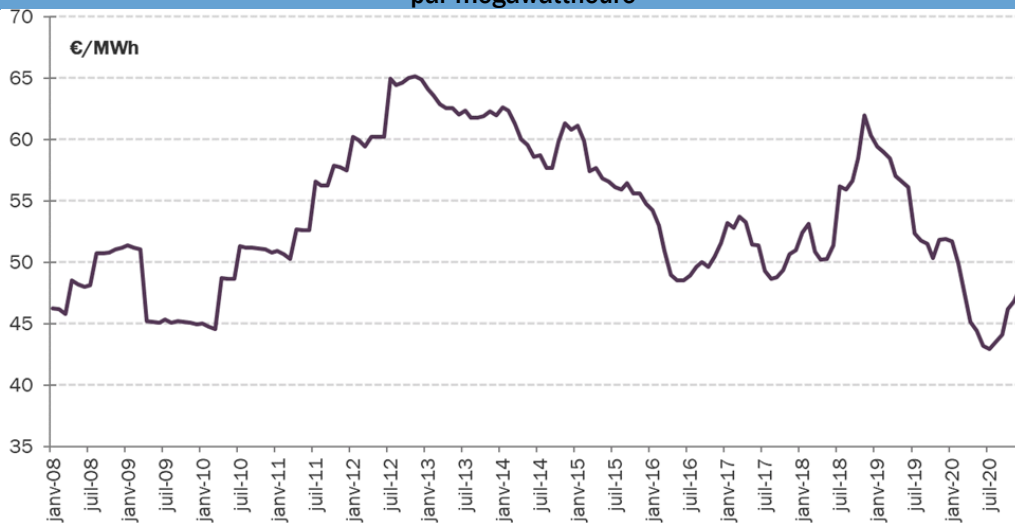
- toutes les données s'entendent en €/MWh
- la TVA s'applique à hauteur de 20% sur la part variable et sur la TICGN et de 5,5% sur la part fixe et la CTA.
- les clients types présentent les caractéristiques suivantes :

- client domestique D2 = ménage ayant une consommation annuelle de 14,15 MWh (tarif B1, avec niveau de prix 2), correspondant à un client moyen B1 au TRV Engie.
- Client industriel I1 = industriel ayant une consommation annuelle de 100 MWh. Un tel client ne peut bénéficier du tarif réglementé de vente. Cependant, il est supposé ici que la structure des tarifs B2I d'Engie s'applique à ce consommateur.

Les TRV d'Engie varient tous les mois pour répercuter les évolutions du coût d'approvisionnement d'Engie estimées par la formule tarifaire inscrite dans l'arrêté en vigueur¹⁰¹. Le gouvernement publie chaque année, fin juin, un nouvel arrêté, après avis de la CRE, sur la base du rapport d'audit qu'elle remet en mai.

Les évolutions du barème des TRV de gaz naturel hors taxes d'Engie représentent une hausse cumulée du tarif moyen de +1,7 €/MWh en euro constants janvier 2008 et décembre 2020.

Figure 60 Evolution du tarif réglementé de vente de gaz naturel d'Engie, hors taxes et CTA, en € constants 2020 par mégawattheure



Source : CRE

3.2.2.2 Les offres de marché

Les offres proposées par les fournisseurs sont comparées ci-dessous dans le cas d'un client résidentiel ayant une consommation annuelle de 750 kWh par an (client dit « Cuisson ») et dans le cas d'un client résidentiel ayant une consommation de 17 000 kWh par an (client dit « Chauffage »), les deux étant situés à Paris.

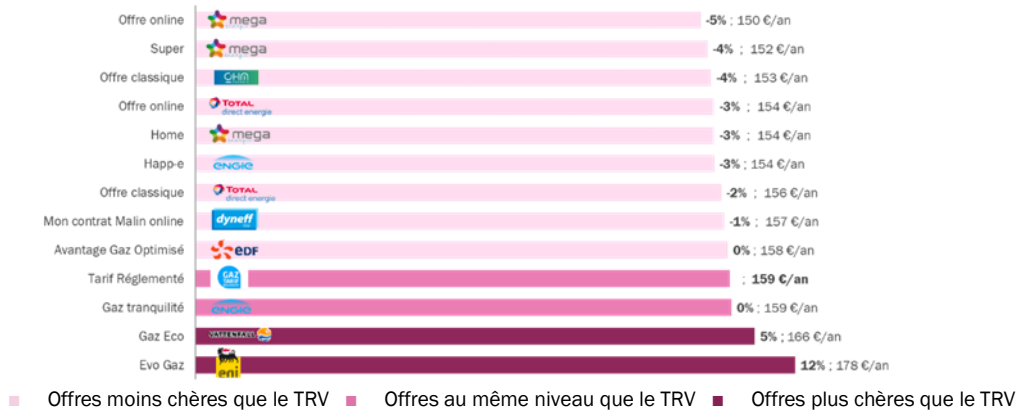
Cette comparaison distingue les deux grands types d'offres de marché proposées par les fournisseurs : les offres à prix fixe et les offres prix variable qui peuvent être indexées sur le tarif réglementé de vente ou sur différents produits (prix spot, produits pétroliers ou gaziers...) ou évoluer selon une formule propre au fournisseur.

Ces graphiques s'appuient sur les données utilisées par le comparateur d'offres du médiateur national de l'énergie disponible sur le site www.energie-info.fr.

Les factures sont présentées TTC et hors promotion éventuelle.

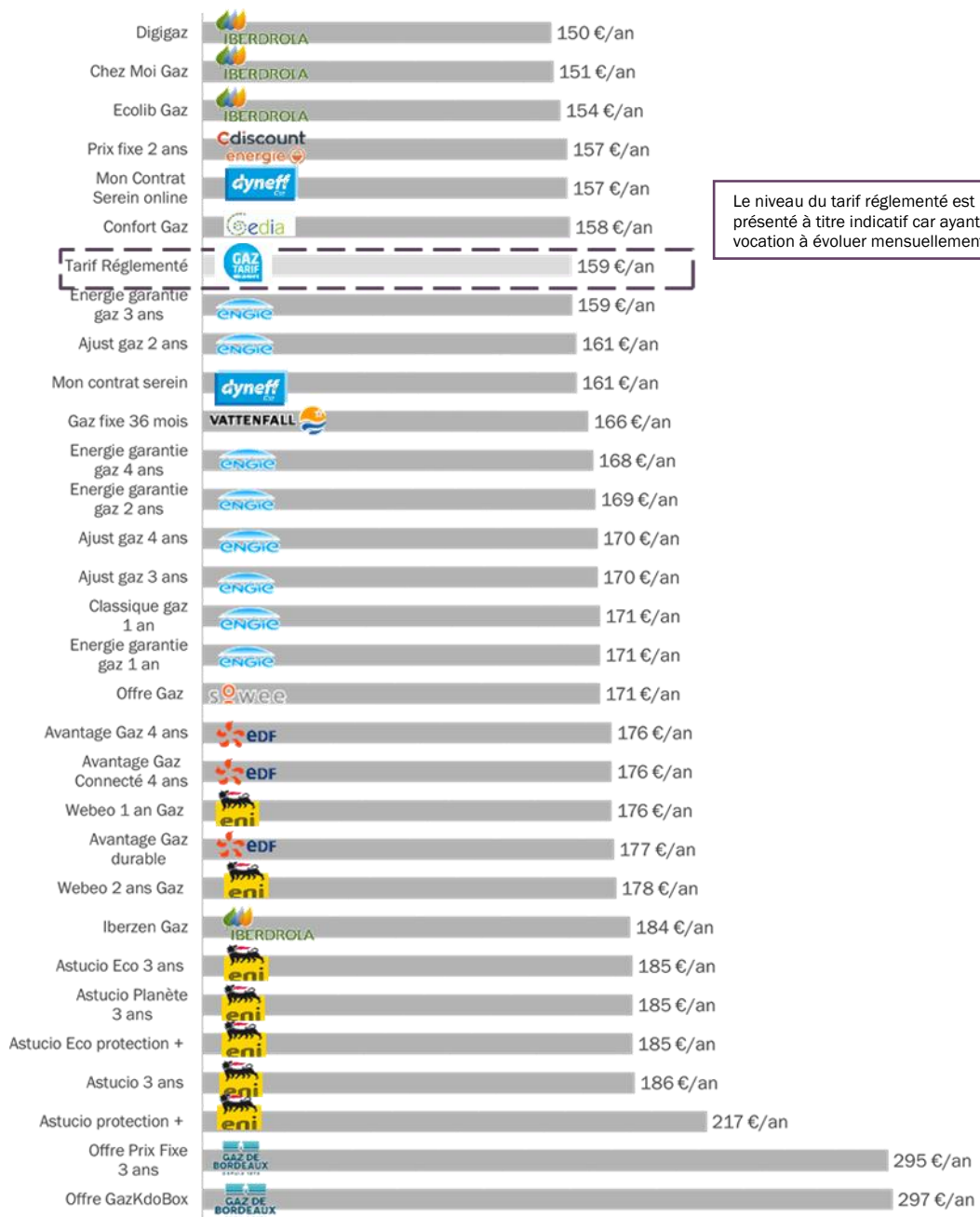
¹⁰¹ Pour les tarifs en vigueur au 31 décembre 2020, il s'agit de l'arrêté du 26 juin 2020.

Figure 61 Comparaison des offres de gaz naturel à prix variable pour un client type « cuisson » au 31 décembre 2020, offres standards et offres vertes

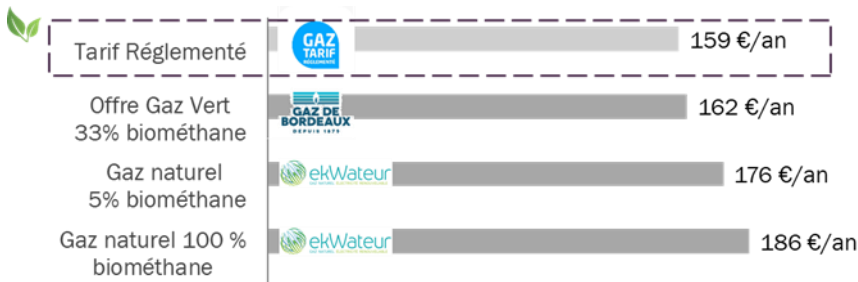


Source : Comparateur d'offre www.energie-info.fr

Figure 62 Comparaison des offres de gaz naturel à prix fixe pour un client type « cuisson » au 31 décembre 2020, offres standards et offres vertes



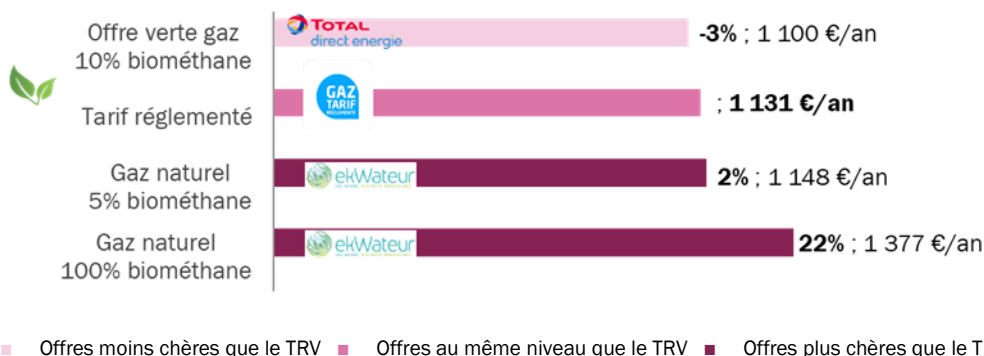
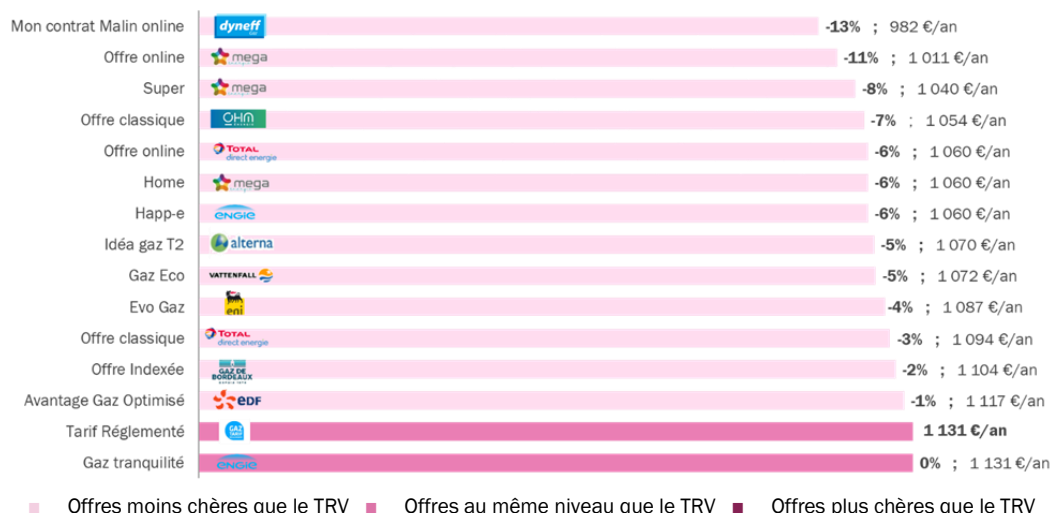
Le niveau du tarif réglementé est présenté à titre indicatif car ayant vocation à évoluer mensuellement



Le niveau du tarif réglementé est présenté à titre indicatif car ayant vocation à évoluer mensuellement

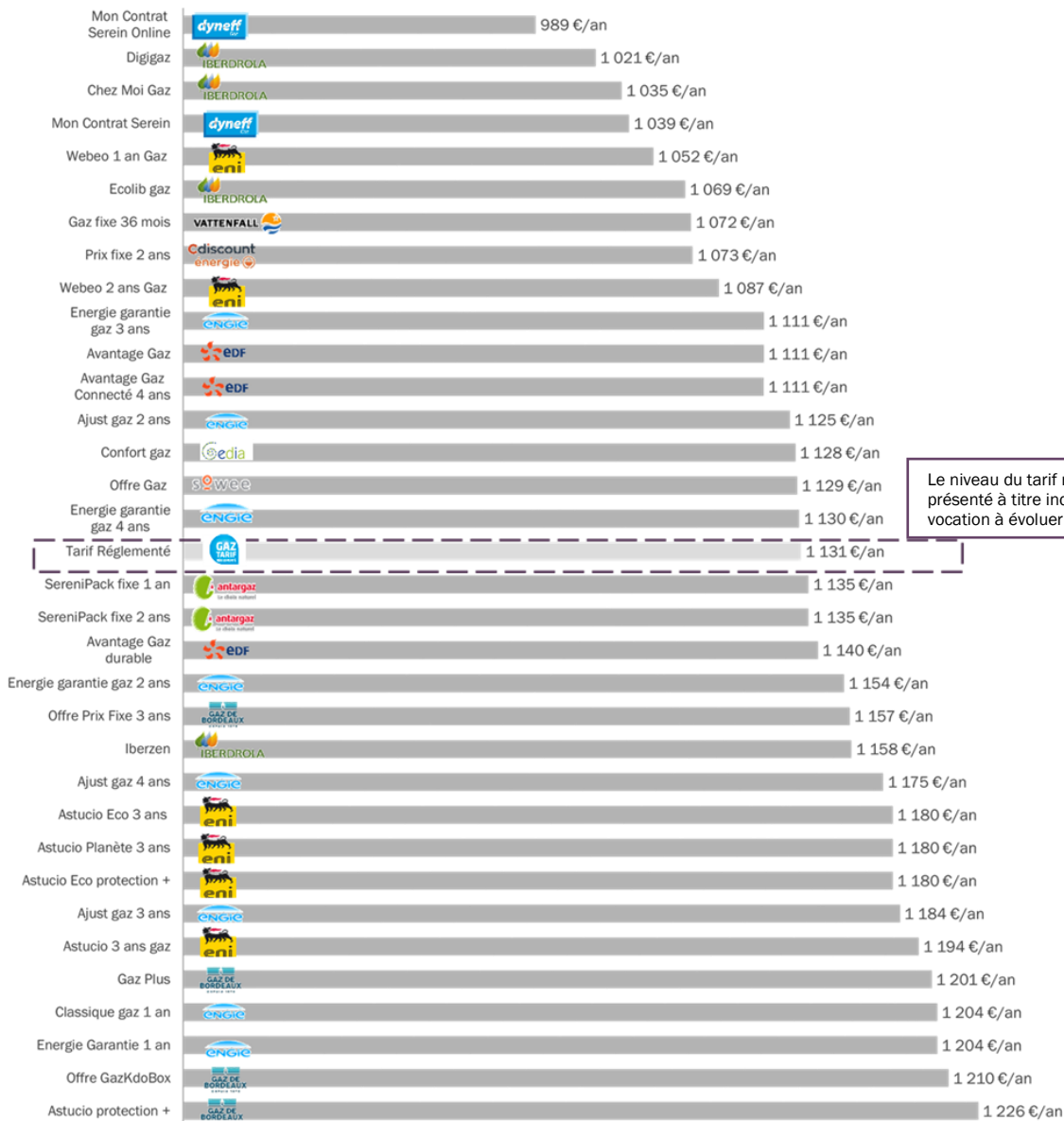
Source : Comparateur d'offre www.energie-info.fr

Figure 63 Comparaison des offres à prix variable pour un client type « chauffage » au 31 décembre 2020, offres standards et offres vertes

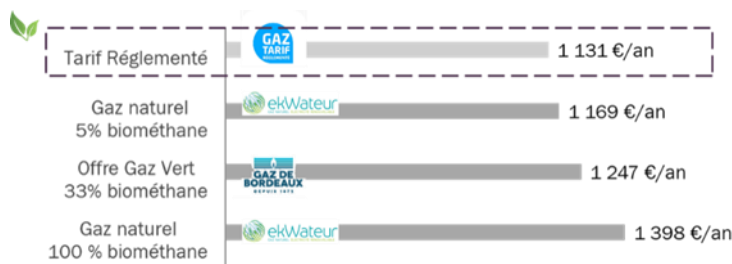


Source : Comparateur d'offre www.energie-info.fr

Figure 64 Comparaison des offres à prix fixe pour un client type « chauffage » au 31 décembre 2020, offres standards et offres vertes



Le niveau du tarif réglementé est présenté à titre indicatif car ayant vocation à évoluer mensuellement



Le niveau du tarif réglementé est présenté à titre indicatif car ayant vocation à évoluer mensuellement

Source : Comparateur d'offre www.energie-info.fr

Les offres à prix variable sont comparées par rapport au tarif réglementé de vente d'Engie. Pour le type de client « cuisson », l'offre à prix variable la moins chère est proposée par Mega Energie correspondant à un prix annuel TTC 5% inférieur au TRV et pour le client type « chauffage », il s'agit de l'offre de Dyneff qui est 13% inférieur au TRV .

Concernant les offres à prix fixe, l'offre à prix fixe la plus compétitive permet a priori de réaliser des économies encore plus importantes pour le client type chauffage. Néanmoins, le gain effectivement réalisé par rapport au tarif réglementé ne pourra être évalué qu'a posteriori car il dépend de l'évolution des tarifs réglementés (qui varie tous les mois pour Engie).

3.3 La sécurité d'approvisionnement

3.3.1 Le suivi de l'équilibre offre / demande de gaz naturel

3.3.1.1 Hiver 2019-2020

Durant l'hiver 2019-2020, aucune congestion n'est survenue. Par ailleurs, il n'y a eu aucune tension sur l'approvisionnement de la France, avec des stockages entièrement remplis qui ont terminé l'hiver à un niveau historiquement élevé. Ainsi la nouvelle configuration en zone unique et la réforme des infrastructures de stockage en régime régulé ont permis de sécuriser l'approvisionnement en gaz de la France en hiver. Concernant la demande, l'hiver 2019-2020 a été plutôt doux, et il n'y a pas eu de pic très élevé, la pointe journalière de consommation ayant été de 2,77 TWh, un niveau assez bas par rapport aux années précédentes.

La consommation totale au cours de l'hiver 2019-2020 a été de 284 TWh, couverte par 143 TWh d'imports aux interconnexions, 100 TWh depuis les terminaux méthaniers et 91 TWh soutirés des stockages. Ces entrées de gaz ont également permis d'exporter 50 TWh aux interconnexions.

3.3.1.2 Hiver 2020-2021

Durant l'hiver 2020-2021, aucune congestion n'est survenue. Par ailleurs, il n'y a eu aucune tension sur l'approvisionnement de la France.

La consommation totale au cours de l'hiver 2020-2021 a été de 291 TWh, couverte par 152 TWh d'imports aux interconnexions, 59 TWh depuis les terminaux méthaniers et 104 TWh soutirés des stockages. Ces entrées de gaz ont également permis d'exporter 21 TWh aux interconnexions.

3.3.2 Le niveau de la demande prévue, des réserves disponibles et des capacités supplémentaires envisagées

3.3.2.1 La demande de gaz naturel en France

La consommation totale de gaz de la France en 2020 s'élève à 450 TWh, contre 479 TWh en 2019, soit une baisse de 6 %. La consommation sur les réseaux de distribution, la consommation des industriels directement raccordés aux réseaux de transport et la consommation des centrales produisant de l'électricité ont toutes baissé par rapport à 2019, sous l'effet, d'une part, de la crise COVID-19, et d'autre part, d'un climat plus doux. La consommation des mois d'avril et mai 2020 a été près de 30 % inférieure à celle de 2019, en raison à la fois de la crise du COVID-19 et de températures exceptionnellement chaudes. Cet écart explique à lui seul 67 % de l'écart entre 2019 et 2020. Par ailleurs, la consommation en janvier 2020 a été nettement inférieure à celle de janvier 2019 en raison d'un climat plus doux, représentant 30 % de l'écart de consommation entre les deux années.

3.3.2.1.1 La demande de gaz naturel sur le réseau de GRT gaz

La consommation totale de gaz au sein de la zone d'équilibrage de GRTgaz en 2020 s'élève à 425 TWh, en baisse de 6 % par rapport à 2019.

3.3.2.1.2 La demande de gaz naturel sur le réseau de Teréga

La consommation totale de gaz au sein de la zone d'équilibrage de Teréga en 2020 s'élève à 25 TWh, en baisse de 8 % par rapport à 2019.

3.3.2.2 Les capacités de stockage

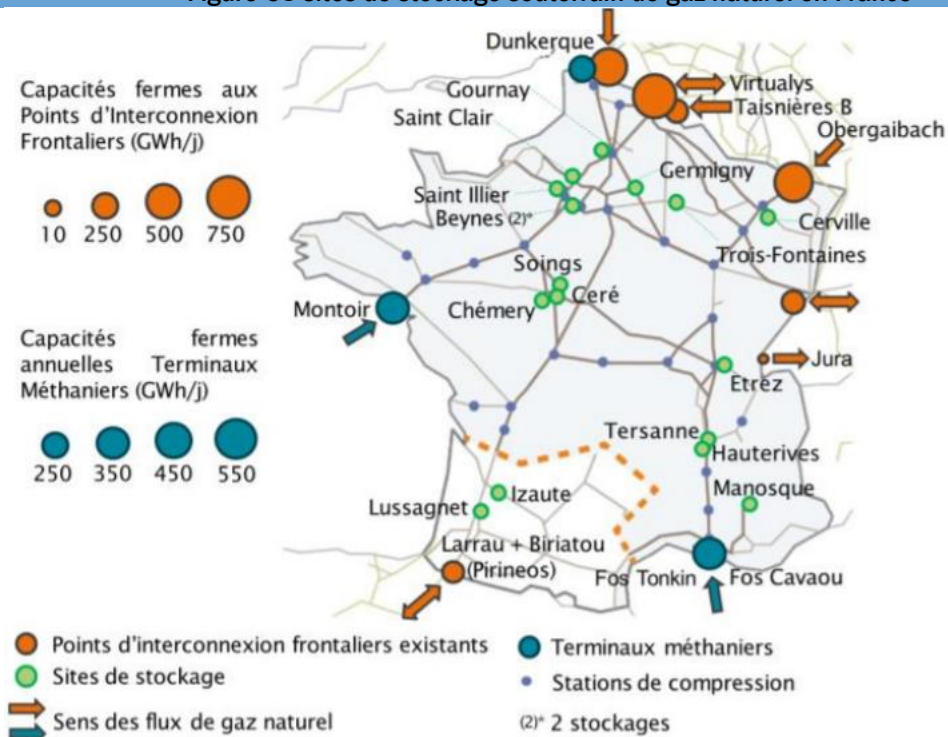
En France, une grande part du gaz naturel est utilisée pour le chauffage, d'où de fortes variations de consommation entre l'été et l'hiver. Les stockages souterrains couvrent cette saisonnalité, avec une alternance entre des périodes de remplissage estival, puis de soutirage hivernal.

Les capacités de stockage se répartissent entre opérateurs de la façon suivante :

- 102,1 TWh (74% de la capacité totale) pour Storengy sur 9 sites, dont 7 en nappes aquifères (centrés sur le bassin parisien) et 2 en cavités salines (dans le Sud-Est) ;

- 33,1 TWh (24% de la capacité totale) pour Teréga sur 1 site en nappes aquifères dans le Sud-Ouest de la France (zone Teréga) ;
- 3,3 TWh (2% de la capacité totale) pour Géométhane sur 1 site en cavité saline dans le Sud-Est.

Figure 65 sites de stockage souterrain de gaz naturel en France



Source : Storengy – Analyse CRE

Les capacités de stockages prévues par la PPE

L'article L. 421-3-1 du code de l'énergie prévoit que « les infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel qui garantissent la sécurité d'approvisionnement du territoire à moyen et long terme et le respect des accords bilatéraux relatifs à la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel [...] sont prévues par la programmation pluriannuelle de l'énergie mentionnée à l'article L. 141-1. Ces infrastructures sont maintenues en exploitation par les opérateurs ».

A l'entrée dans la régulation, le décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016¹⁰² relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie prenait en compte dans ce périmètre l'ensemble des sites en activité et en exploitation réduite.

Par la suite, le décret du 26 décembre 2018 a fait évoluer ce périmètre selon les dispositions suivantes : « Durant la deuxième période de la programmation pluriannuelle de l'énergie, les infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel nécessaires pour garantir la sécurité d'approvisionnement à moyen et long terme sont celles listées ci-dessous, représentant un volume utile de 138,5 TWh et une capacité de soutirage de 2376 GWh/j pour un remplissage correspondant à 45 % du volume utile :

¹⁰² Décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie

Infrastructure	Exploitant	Année de mise en service	Type de stockage
Beynes	Storengy	1956	Aquifère
Céré-la-Ronde	Storengy	1993	Aquifère
Cerville-Velaine	Storengy	1970	Aquifère
Chémery	Storengy	1968	Aquifère
Etrez	Storengy	1980	Salin
Germigny-sous-Coulomb	Storengy	1982	Aquifère
Gournay	Storengy	1976	Aquifère
Lussagnet/ Izaute	Teréga	1957	Aquifère
Manosque	Géométhane	1993	Salin
Saint-Illiers-la-Ville	Storengy	1965	Aquifère
Tersanne/ Hauterives	Storengy	1970	Salin

Ainsi, le décret du 26 décembre 2018¹⁰³ a retiré de la liste des infrastructures prévues par la PPE les trois sites en exploitation réduite de Storengy (Trois-Fontaines, Saint-Clair-sur-Epte et Soings-en-Sologne). Les infrastructures en question continuent d'être régulées jusqu'à l'expiration du délai de préavis fixé à deux ans par arrêté¹⁰⁴, soit jusqu'au 31 décembre 2020.

La commercialisation aux enchères des capacités

Les capacités de stockage sont commercialisées aux enchères, selon des modalités fixées par la CRE sur proposition des opérateurs de stockage (c.f. 3.1.3.5). Le tableau suivant présente les caractéristiques des produits commercialisés pour l'hiver 2021-2022.

Figure 66 capacités de stockage et d'injection / soutirage en 2021-22 par produit

	Capacité TWh	Injection GWh/j	Soutirage GWh/j (pointe)
Sediane B	13,4	100	223
Sediane Nord	11,7	138	187
Serene Nord	15,0	130	88
Serene Atlantique	45,0	391	333
Saline	9,6	78	571
Teréga Fast	1,6	15	64
Teréga Flex	2	20	36
Teréga Fizz	19,5	177	331
Teréga Fair	10,0	80	125

Source : Storengy et TERÉGA – Analyse CRE

Les enchères de capacités de stockage pour l'hiver 2021-2022 ont été un succès. Elles se sont réparties sur 3 campagnes d'enchères :

¹⁰³ Décret n°2018-1248 du 26 décembre 2018 relatif aux infrastructures de stockage de gaz nécessaires à la sécurité d'approvisionnement

¹⁰⁴ Arrêté du 19 février 2019 relatif au délai de préavis prévu à l'article L. 421-3-1 du code de l'énergie

- 38 TWh ont été commercialisés dans le cadre des enchères pluriannuelles de juin 2019 (campagne 2018/19), novembre 2019 et juin 2020 (campagne 2019/20) ;
- et 90 TWh dans le cadre des sessions d'enchères qui ont eu lieu du 17 novembre 2020 au 25 février 2021.

Pour la troisième année consécutive la totalité des capacités commercialisées ont été allouées, soit 128 TWh. Ces bons résultats garantissent la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel de la France pour l'hiver 2021-22. Ils confirment également le bon fonctionnement des modalités d'enchères fixées par la CRE, avec un nombre une nouvelles fois conséquent d'expéditeurs participant aux enchères.

Le prix moyen d'adjudication de 1,91 €/MWh est inférieur à celui de la campagne de l'année passée, marquée par des résultats d'enchères exceptionnels du fait d'un écart de prix saisonnier du gaz particulièrement élevé. Le prix moyen d'adjudication pour la saison 2021 – 2022 s'inscrit cependant dans la continuité de celui de la saison 2019 – 2020 (1,84 €/MWh).

A l'issue de la campagne d'enchères les recettes collectées couvrent 47 % du revenu autorisé des opérateurs de stockage, contre 63% en 2020 et 26% en 2018 et 2019.

3.3.2.3 Les terminaux méthaniers

Depuis janvier 2017, quatre terminaux méthaniers sont opérationnels (Fos Tonkin, Montoir-de-Bretagne, Fos Cavaou et Dunkerque). Les trois premiers sont gérés par la société Elengy, filiale de GRTgaz depuis 2017. Le terminal de Fos Cavaou était géré par Fosmax LNG, détenu par Elengy et Total jusqu'en février 2020, jusqu'à la vente de la part de Total à Elengy.

Le terminal de Dunkerque est détenu par Dunkerque LNG, filiale à 61 % d'un consortium composé de Fluxys, Axa et Crédit Agricole et 39 % d'un consortium composé d'IMP et Samsung. Il a une capacité de regazéification de 13 Gm³/an. Ce dernier terminal bénéficie d'une exemption totale à l'accès régulé des tiers.

En 2020, le taux d'utilisation des terminaux méthaniers français était de 45 %, contre 56 % l'année précédente et 47 % en 2018. L'année 2020 a été marquée par un phénomène d'évolution majeure des flux de gaz, à la fois sur le continent européen et en France. Les arrivées de gaz par gazoducs terrestres ont atteint leur plus bas niveau depuis 2010 (341 TWh contre 403 TWh l'an dernier), principalement en lien avec la baisse des consommations. Après une année 2019 record, les importations de GNL ont continué à être soutenues lors des neuf premiers mois de l'année 2020 avant que la hausse des prix asiatiques ne détourne les cargaisons de l'Europe. L'Europe reste un marché d'ajustement permettant de rééquilibrer le marché global.

Avec 228 navires méthaniers ayant déchargé, l'année 2020 a été marquée par un léger recul de l'activité des terminaux français qui ont émis 179 TWh dans le réseau français (contre 220 TWh en 2019). Le GNL carburant prend son essor dans les terminaux d'Elengy : 11 149 camions citernes ont été chargés en GNL en 2020, soit une hausse de 30 % par rapport à 2019. Par ailleurs, le premier avitaillement en GNL marin en France a été réalisé en mai 2021 à partir d'un navire souteur chargé au terminal de dunkerque.

Depuis 2017, l'approvisionnement a fortement évolué avec l'arrivée massive de GNL américain, à compter de fin 2018 avec la mise en service de différentes unités de liquéfaction sur les côtes caraïbes et atlantique (Cameron LNG, Sabine Pass et Corpus Christi) ainsi que du GNL russe en provenance de la péninsule de Yamal. C'est principalement le terminal de Montoir qui capte l'essentiel de cet approvisionnement bénéficiant, d'une part, d'une position géographique intéressante pour les GNL russes et américains et, d'autre part, de la mise en œuvre de la TRF et d'un prix unique au PEG français. Le gaz nigérian continue d'alimenter la façade atlantique et le gaz algérien la façade méditerranéenne.

3.3.3 Les mesures de réponse aux pics de demandes et aux déficits d'approvisionnement

3.3.3.1 Les obligations des opérateurs de transport et de distribution de gaz

Le décret 2004-251 du 19 mars 2004 relatif aux obligations de service public dans le secteur du gaz impose que les opérateurs de transport et les opérateurs de distribution de gaz soient en mesure d'assurer la continuité de l'acheminement du gaz pour les clients finals n'ayant pas accepté contractuellement une fourniture susceptible d'interruption, même dans les situations suivantes :

- hiver froid tel qu'il s'en produit statistiquement un tous les cinquante ans ;
- température extrêmement basse pendant une période de trois jours au maximum telle qu'il s'en produit statistiquement un tous les cinquante ans.

Ces dispositions induisent un dimensionnement du réseau français au risque 2%, c'est-à-dire pour passer une pointe de froid comme il en advient tous les 50 ans.

3.3.3.2 Les mesures d'urgence

En application du règlement (UE) n° 994/2010, un arrêté du 28 novembre 2013 prévoit la mise en place d'un plan national d'urgence gaz dans les cas suivants :

- rupture ou insuffisance des approvisionnements de gaz, ayant notamment pour origine une tension économique, sociale ou politique dans un pays étranger, ou un incident technique sur une installation de stockage, de production, ou de transport située en dehors du territoire national ;
- défaillance d'un fournisseur qui ne permettrait plus, le cas échéant, d'assurer de façon transitoire ou durable l'équilibre entre l'offre et la demande sur le territoire national ;
- dysfonctionnement et, plus généralement, tout événement ayant des répercussions d'ampleur nationale sur les réseaux et installations gazières situés sur le territoire national ;
- dysfonctionnement et, plus généralement, tout événement ayant des répercussions d'ampleur locale sur les réseaux et installations gazières situés sur le territoire national ;
- épisode climatique exceptionnel, tel que l'équilibre entre l'offre et la demande du marché français n'est plus assuré par les obligations faites aux entreprises ;
- participation de la France à la mise en œuvre de mesures d'urgence décidées en collaboration avec un ou plusieurs États membres de l'UE ou par celle-ci, en particulier au titre du règlement (UE) n° 994/2010.

L'objectif de ce plan d'urgence est de mettre en place un dispositif mobilisable très rapidement pour prévenir ou retarder les conséquences d'une crise d'approvisionnement en France ou dans un autre État Membre.

Ce plan d'urgence définit trois niveaux de crise : alerte précoce ; alerte ; et urgence, qui constitue le seuil de mise en œuvre du plan.

En cas de déclenchement du plan d'urgence, une cellule de crise réunissant les opérateurs gaziers et organismes concernés est mise en œuvre par la Direction générale de l'énergie et du climat. Cette cellule est chargée de fournir les éléments de synthèse nécessaires au ministre, d'assurer la communication externe et la coordination avec les opérateurs, de décider des mesures appropriées et de vérifier leur mise en œuvre.

L'arrêté du 28 novembre 2013 a également défini les mesures à mettre en œuvre en cas d'urgence. Celles-ci portent sur :

- la demande (incitations à la modération de la consommation, interruption des clients interruptibles ou des clients industriels en mesure de recourir à une source d'énergie alternative, réduction ou arrêt de la consommation dans les établissements publics ne recevant pas de public, réduction de la durée du chauffage dans les autres établissements) ;
- l'assouplissement des obligations de service public : en cas de déclaration d'urgence dans un autre État Membre, une partie du gaz réservé pour couvrir la consommation correspondant à une pointe de froid au risque 2 % pourrait être mise à disposition sur les marchés au titre de la solidarité ;
- les mesures conservatoires prises par les autorités françaises, telles que la soumission à contrôle et répartition, en tout ou en partie, des ressources en énergie. Ces mesures concernent la production, l'importation, l'exportation, la circulation, le transport, la distribution, le stockage, le déstockage, l'acquisition, la cession, l'utilisation et la récupération des produits ;
- le chauffage urbain ;
- en dernier ressort, les mesures de délestage.

Conformément à la loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures et portant diverses dispositions relatives à l'énergie et à l'environnement, le gouvernement a pris le 19 décembre 2018 l'ordonnance n° 2018-1165 relative à la sécurité d'approvisionnement en gaz, qui modifie les missions et les obligations incombant aux gestionnaires d'infrastructures, aux fournisseurs et aux consommateurs de gaz naturel, afin de renforcer la sécurité d'approvisionnement du système gazier.

Cette ordonnance a notamment défini un cadre législatif pour le délestage de la consommation de gaz naturel à travers les articles L434-1 à 4 du code de l'énergie. En application de leurs dispositions, la ministre de la transition écologique a saisi la CRE d'un projet de décret relatif au délestage de la consommation de gaz naturel le 30 juillet 2020, définissant l'ordre de priorité de délestage, incluant une enquête sur les conséquences économiques du délestage pour les plus gros consommateurs ciblés en priorité, et les modalités de mise en œuvre du délestage.

La CRE a rendu un avis favorable au projet d'ordonnance le 17 septembre 2020.

4. LA PROTECTION DES CONSOMMATEURS

Agir dans l'intérêt du consommateur est le fil rouge qui guide l'action de la CRE dans toutes ses composantes : prix, qualité de service, innovation, sécurité d'approvisionnement, enjeux de transition énergétique et, enfin, résilience des systèmes (infrastructures physiques et marchés). Il convient toutefois d'apporter quelques précisions supplémentaires qui ne ressortent pas nécessairement des parties 2 et 3 dédiées aux marchés de l'électricité et du gaz.

4.1 Respect des mesures prévues à l'annexe 1

En 2017, deux décrets sont venus préciser les modalités d'accès des consommateurs aux données de consommation :

- le premier décret définit les modalités d'accès aux données via les fournisseurs et est entré partiellement en vigueur le 1^{er} juillet 2017 pour les fournisseurs de plus de 150 000 clients, puis complètement pour tous les fournisseurs depuis le 1^{er} juillet 2018 ;
- le second définit les modalités d'accès via le gestionnaire de réseau de distribution et est entré en vigueur le 1^{er} juillet 2017.

4.2 Questions et les réclamations

Le dispositif énergie-info du médiateur national de l'énergie est composé du site internet d'information des consommateurs particuliers et professionnels www.energie-info.fr et d'un service d'information consommateurs joignable par téléphone (appel et service gratuits : 0800 112 212). Ce dispositif d'information est accessible gratuitement pour tous les consommateurs français depuis le 1^{er} juillet 2007.

Commun aux marchés de l'électricité et du gaz naturel, énergie-info constitue le « guichet-unique » fournissant aux consommateurs d'énergie l'ensemble des informations nécessaires concernant leurs droits, la législation en vigueur et les voies de règlement des litiges à leur disposition. Il permet aux consommateurs de poser une question, de comparer les offres d'énergie et d'être conseillés et assistés dans le cadre d'un litige avec une entreprise du secteur de l'énergie.

En 2020, 3 millions de consommateurs au total ont été informés par le médiateur national de l'énergie. Environ 175 500 consommateurs ont appelé le numéro vert énergie-info : 97 000 d'entre eux ont utilisé le serveur vocal pour écouter la liste des fournisseurs et 78 000 ont préféré parler à un conseiller. 2,8 millions ont utilisé un des sites internet du médiateur, dont 2,6 millions le site énergie-info et près de la moitié le comparateur d'offres. La cellule d'expertise de deuxième niveau du service énergie-info a géré environ 12 400 demandes en 2020.

En 2020, le médiateur national de l'énergie a enregistré 27 203 litiges (contre 22 807 en 2019) directement (par courrier ou sur SOLLEN, sa plateforme de règlement des litiges en ligne) ou via son service d'information énergie-info. Parmi ces réclamations, 8 595 sont des litiges recevables (saisine écrite, délais respectés et entrant dans le champ de compétence du médiateur). Parmi les litiges recevables, le plus grand nombre concerne la contestation des niveaux de consommations facturées, soit 46%. 7 681 médiations ont été menées à terme en 2020, soit une augmentation de 13 % en regard de 2019. Compte tenu de la hausse des litiges reçus, à moyens constants, il a fallu 83 jours en moyenne pour instruire un litige recevable, soit 13 jours de plus qu'en 2019. Ce délai moyen se rapproche du délai maximum réglementaire de 90 jours dans lequel le médiateur national de l'énergie doit formuler sa recommandation. 64 % des dossiers ont donné lieu à un accord amiable et au total, les opérateurs se sont rangés à l'avis du médiateur dans 88 % des cas.

Enfin, 91 % des consommateurs qui ont saisi le médiateur se disent prêts à le recommander à un proche et 82 % des personnes se disent satisfaites des actions du médiateur.

4.3 La protection des clients vulnérables

Des dispositions sociales en vue de la protection des consommateurs vulnérables (exclusivement des clients particuliers et non des entreprises) ont été adoptées en application de la loi du 10 février 2000 pour l'électricité et de la loi du 7 décembre 2006 pour le gaz, reprises dans le Code de l'énergie respectivement aux articles L. 121-5, L. 337-7 et L. 445-5.

4.3.1 Electricité

Les personnes en situation de précarité peuvent bénéficier d'un dispositif permettant de « préserver ou garantir l'accès à l'électricité ».

La loi n° 2015-992 du 17 août 2015 dite de transition énergétique pour la croissance verte a instauré un « chèque énergie » octroyant aux ménages disposant de revenus modestes une aide pour payer les factures d'énergie. Le chèque énergie a été généralisé à partir du 1^{er} janvier 2018, en remplacement des tarifs sociaux. Ce chèque énergie, d'un montant pouvant aller jusqu'à 277 €¹⁰⁵, est attribué sur la base d'un critère fiscal unique, en tenant

¹⁰⁵ Arrêté du 26 décembre 2018 modifiant le plafond et la valeur faciale du chèque énergie

compte du niveau de revenu et de la composition des ménages. Ce dispositif permet donc aux ménages bénéficiaires de régler leur facture d'énergie, quel que soit leur moyen de chauffage (électricité, gaz naturel, GPL, fioul, bois...). S'ils le souhaitent, les bénéficiaires peuvent également utiliser le chèque pour financer une partie des travaux d'économies d'énergie qu'ils engagent dans leur logement.

Le montant moyen du chèque énergie est d'environ 150 € (contre environ 114 € en moyenne pour les tarifs sociaux). Le montant du chèque énergie est modulé selon le niveau de revenus et la composition du ménage bénéficiaire. Avec le chèque énergie, l'aide ne dépend plus de l'énergie de chauffage, alors que le niveau d'aide dans le cadre des tarifs sociaux pouvait varier du simple au triple.

Les coûts relatifs au chèque énergie ne font pas partie du périmètre des charges de service public de l'énergie.

A Saint-Martin et Saint-Barthélemy le tarif de première nécessité (TPN) introduit par l'article 4 de la loi n°2000-108 est toujours en vigueur dans la mesure où les dispositions réglementaires relatives au chèque énergie n'ont pas été adoptées. Ce dispositif permet aux personnes en situation de précarité énergétique, sur critères de ressources, de bénéficier d'un tarif spécifique auprès du fournisseur de leur choix consistant en une remise forfaitaire dépendant de la composition du foyer et de l'abonnement. En raison du dysfonctionnement du dispositif, 46 640 € ont été versés en 2020. Le montant prévisionnel pour 2021-2022 est de 170 000 €.

Le décret n°2008-780 du 13 août 2008 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau prévoit que les bénéficiaires du chèque énergie ont aussi droit à la gratuité de la mise en service et à une réduction de 80% des frais de déplacement en cas de coupure pour impayés.

Les coûts supportés par les fournisseurs à ce titre sont intégrés au périmètre des charges de service public de l'énergie. Ces charges se sont élevées à 2,2 M€ en 2020, et sont anticipées à 3,6 M€ en 2021 et 5,9 M€ en 2022.

L'article 19 de la loi n°2013-312 du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses propositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes interdit les interruptions de fournitures pour impayés entre le 1er novembre et le 31 mars, y compris par résiliation de contrat. Seules des réductions de puissance seront possibles pendant cette période sauf pour les consommateurs bénéficiaires du chèque énergie.

En complément du chèque énergie, les consommateurs les plus en difficulté peuvent bénéficier d'une aide au paiement de leurs factures en lien avec les services sociaux via le fonds de solidarité pour le logement (FSL).

En outre, les dispositions réglementaire¹⁰⁶s ont été adoptées afin de prévoir une offre gratuite de transmission des données de consommation d'électricité en temps réel aux consommateurs bénéficiaires du chèque énergie. Cette offre sera systématiquement proposée par les fournisseurs d'électricité à compter du 1^{er} octobre 2022. Le coût du dispositif sera compensé par les charges de service public de l'énergie.

La CRE réalisera une évaluation technico-économique de ce dispositif au plus tard le 1^{er} avril 2026.

4.3.2 Gaz

La loi n°2015-992 du 17 août 2015 dite de transition énergétique pour la croissance verte a instauré un « chèque énergie » octroyant aux ménages disposant de revenus modestes une aide pour payer les factures d'énergie. Le chèque énergie a été généralisé à partir du 1er janvier 2018, en remplacement des tarifs sociaux. Ce chèque énergie, d'un montant pouvant aller jusqu'à 277 €¹⁰⁷, est attribué sur la base d'un critère fiscal unique, en tenant compte du niveau de revenu et de la composition des ménages. Ce dispositif permet donc aux ménages bénéficiaires de régler leur facture d'énergie, quel que soit leur moyen de chauffage (électricité, gaz naturel, GPL, fioul, bois...). S'ils le souhaitent, les bénéficiaires peuvent également utiliser le chèque pour financer une partie des travaux d'économies d'énergie qu'ils engagent dans leur logement.

Le montant moyen du chèque énergie est d'environ 150 € (contre environ 114 € en moyenne pour les tarifs sociaux). Le montant du chèque énergie est modulé selon le niveau de revenu et la composition du ménage bénéficiaire. Avec le chèque énergie, l'aide ne dépend plus de l'énergie de chauffage, alors que le niveau d'aide dans le cadre des tarifs sociaux pouvait varier du simple au triple.

Le décret n°2008-780 du 13 août 2008 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau prévoit que les bénéficiaires du chèque énergie ont aussi droit à la gratuité de la mise en service et à une réduction de 80% des frais de déplacement en cas de coupure pour impayés. Les coûts supportés par les fournisseurs à ce titre sont intégrés au périmètre des charges de service public de l'énergie. Ces charges se sont élevées à 1,5 M€ en 2020, et devraient atteindre 1,0 M€ en 2021 et 1,6 M€ en 2022.

¹⁰⁶ Décret n°2021-608 du 19 mai 2021 relatif à l'offre de transmission des données de consommation d'électricité et de gaz naturel aux consommateurs précaires

¹⁰⁷ Arrêté du 26 décembre 2018 modifiant le plafond et la valeur faciale du chèque énergie

La loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses propositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes, a interdit par son article 19, les interruptions de fournitures pour impayés entre le 1^{er} novembre et le 31 mars, y compris par résiliation de contrat.

En complément du chèque énergie, les consommateurs en difficulté peuvent bénéficier d'un service de maintien de l'énergie et d'une aide au paiement de leurs factures en liaison avec les services sociaux, à travers le Fonds de solidarité pour le logement (FSL).

En outre, les dispositions réglementaires ont été adoptées afin de prévoir une offre gratuite de transmission des données de consommation de gaz naturel aux consommateurs bénéficiaires du chèque énergie. Cette offre sera systématiquement proposée par les fournisseurs de gaz naturel à compter du 1^{er} octobre 2022. Le coût du dispositif sera compensé par les charges de service public de l'énergie.

La CRE réalisera une évaluation technico-économique de ce dispositif au plus tard le 1^{er} avril 2026.

4.3.3 Les mesures d'urgence relatives à la pandémie de COVID-19

Face à l'épidémie de COVID-19 qui s'est propagée sur le territoire français, et compte tenu des mesures de confinement, plusieurs mesures d'urgence de lutte contre la précarité énergétique ont été mises en place.

D'une part, la validité du chèque énergie permettant aux ménages les plus modestes de régler leurs factures d'énergie a été prolongée jusqu'au 23 septembre 2020 par l'ordonnance n° 2020-306 du 25 mars 2020 relative à la prorogation des délais échus pendant la période d'urgence sanitaire et à l'adaptation des procédures pendant cette même période.

D'autre part pour l'année 2020, la période d'interdiction des interruptions pour impayés prévue à l'article L. 115-3 du code de l'action sociale et des familles a été prolongée jusqu'au 10 juillet 2020 par l'ordonnance n° 2020-331 du 25 mars 2020 relative au prolongement de la trêve hivernale et par la loi n° 2020-546 prorogeant l'état d'urgence sanitaire et complétant ses dispositions.

Pour l'année 2021, ladite trêve hivernale a été prolongée jusqu'au 31 mai 2021 en application de l'ordonnance n° 2021/141 du 10 février 2021.

5. DECISIONS MARQUANTES EN MATIERE DE SANCTIONS ET DE REGLEMENTS DE DIFFERENDS

Le comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS), créée en 2006, est composé de quatre membres titulaires et quatre membres suppléants, avec autant de conseillers d'État que de conseillers à la Cour de cassation. Ils sont chargés de régler les différends portant sur l'accès aux réseaux publics d'électricité et de gaz et leur utilisation entre gestionnaires et utilisateurs, et de sanctionner les manquements au code de l'énergie.

5.1 Décisions marquantes en matière de sanctions

5.1.1 CoRDIS, décision de sanction du 25 janvier 2021, les sociétés UEM et URM sont condamnées à hauteur, respectivement, de 75 000 euros et 50 000 euros pour avoir entretenu une confusion entre leur identité sociale, leurs pratiques et leur stratégie de marque

En application des dispositions de l'article L. 134-25 du code de l'énergie, le président de la CRE avait saisi le comité, le 20 février 2018, d'une demande de sanctions à l'encontre du gestionnaire de réseau de distribution d'électricité sur la zone de Metz, la société URM, et du fournisseur d'énergie qui contrôle cette dernière, la société UEM.

Cette saisine faisait suite à une enquête ouverte en 2016 qui avait permis de constater que les deux sociétés étaient susceptibles d'entretenir une confusion entre leurs identités sociales, leurs pratiques de communication et leurs stratégies de marque.

Elles ont été mises en demeure le 24 juin 2019 de remédier à leurs manquements au code de l'énergie dans un délai de quatre mois.

A défaut de s'être mises en conformité à l'issue de ce délai et après l'envoi d'une notification des griefs, le CoRDIS a estimé que les sociétés UEM et URM n'avaient pas entrepris d'actions pour changer, de manière certaine et irrévocable, leurs identités sociales et leurs marques, et que le manquement à l'article L. 111-64 du code de l'énergie persistait à la date de sa décision.

Par une décision du 25 janvier 2021, le comité a donc prononcé une sanction pécuniaire de 75 000 € pour la société UEM et de 50 000 € pour la société URM.

Ces montants sont évalués en tenant compte de la gravité du manquement, de la situation des entreprises intéressées, de l'ampleur du dommage et des avantages tirés. Le comité relève à cet égard qu'il est difficile d'apprécier l'impact du manquement sur la situation concurrentielle du marché, qui peut s'expliquer par des facteurs structurels.

(CoRDIS, 25 janvier 2021, n° 01-40-18, portant sanction à l'encontre des sociétés UEM et URM, *Journal officiel* du 3 mars 2021, texte n° 96)

5.1.2 Conseil d'État, décision du 18 juin 2021, confirmation de la sanction prononcée par le CoRDIS à l'encontre de la société Vitol pour manquement au règlement REMIT

Par une décision du 18 juin 2020, le Conseil d'État a rejeté le recours formé par la société Vitol contre la décision par laquelle le CoRDIS l'avait sanctionnée à hauteur de 5 millions d'euros pour manquement au règlement REMIT au point d'échange de gaz (PEG) Sud entre le 1^{er} juin 2013 et le 31 mars 2014.

En décembre 2016, le président de la CRE a saisi le CoRDIS d'une demande de sanction sur le fondement des dispositions de l'article L. 134-25 du code de l'énergie. Cette demande repose sur les conclusions d'une enquête ouverte en avril 2014 qui avait constaté un comportement de la société Vitol susceptible d'enfreindre les règles définies par le règlement européen N° 1227/2011 du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie, dit « règlement REMIT ».

Fondé à Rotterdam en 1966, le groupe Vitol est un groupe spécialisé dans l'énergie ayant notamment pour activité le négoce physique, ainsi que des activités de courtage en pétrole brut et produits dérivés.

Dans sa décision du 5 octobre 2018, le CoRDIS a retenu que la société Vitol avait procédé à des manipulations de marché au PEG Sud de la France en méconnaissance de l'article 5 du règlement REMIT et l'a sanctionnée à hauteur de 5 millions d'euros.

La société Vitol a saisi le Conseil d'État d'un recours contre cette décision de sanction. Ce recours a été rejeté par le Conseil d'État dans une décision du 18 juin 2020. Le juge considère notamment que les principes des droits de la défense et d'impartialité ont été respectés et confirme la régularité de la procédure devant CoRDIS. Sur le fond, le juge confirme la méthode suivie par le CoRDIS et admet qu'une manipulation de marché peut être établie sur la base d'un faisceau d'indices concordants tirés de la combinaison ou de la répétition de comportements susceptibles de donner des indications trompeuses aux autres acteurs du marché. Le Conseil d'État confirme également qu'il suffit d'établir que le comportement en cause était susceptible de donner des signaux trompeurs sur le marché, sans qu'il soit nécessaire de démontrer que ce comportement ait, dans chacun des cas visés, effectivement produit l'effet escompté.

Le Conseil d'État confirme ainsi la légalité de la première décision de sanction du CoRDIS prise dans le cadre de l'application du règlement REMIT.

5.2 Décisions marquantes en matière de règlements de différends

5.2.1 CoRDIS, décision de mesures conservatoires du 6 juillet 2020 relative à l'interruption du raccordement d'une habitation à des installations de production décentralisées

Des pluies exceptionnelles survenues en mai 2016 ont endommagé les installations de production décentralisées qui avaient été installées afin d'alimenter en électricité des habitations éloignées du réseau principal de distribution et non raccordées à celui-ci.

Saisi d'une demande de mesures conservatoires par les propriétaires de l'une de ces habitations afin qu'il soit enjoint à la société Enedis de rétablir leur alimentation en électricité, le comité estime que l'absence de tout raccordement du site en cause et l'absence corrélative d'alimentation de ce site en électricité autrement que par un groupe électrogène révèle l'existence d'une atteinte grave et immédiate aux règles régissant l'accès au réseau de distribution d'électricité, constitutive d'une situation d'urgence.

Le comité considère tout d'abord qu'en vertu des dispositions du code de l'énergie et du code général des collectivités territoriales et de celles du cahier des charges des concessions, une autorité organisatrice de la distribution d'électricité (AODE) peut choisir de déléguer ses missions de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité ou de conserver la compétence d'exécution d'une partie des compétences qui peuvent faire l'objet de la délégation. En tant qu'elle exerce des compétences de développement et d'exploitation

du réseau public de distribution d'électricité qui pourraient relever de l'activité du gestionnaire de réseau de distribution, et dans la stricte limite de l'exercice des compétences qu'elle n'a pas déléguées, une telle autorité doit être regardée, au sens et pour l'application de l'article L. 134-19 du code de l'énergie, comme agissant en qualité de gestionnaire de réseau de distribution. Elle est alors, dans les circonstances de l'espèce, susceptible d'être regardée comme une partie au sens et pour l'application de l'article L. 134-19.

Le comité considère par ailleurs que, lorsque le gestionnaire d'un réseau public de distribution d'électricité s'est vu confier la mission d'exploiter une installation de production d'électricité permettant d'éviter l'extension ou le renforcement de ce réseau de distribution, il lui revient d'exécuter cette mission de service public dans le respect notamment de l'obligation de continuité qui s'y attache. Par conséquent, il incombait en l'espèce à la société Enedis d'assurer le maintien d'une solution d'alimentation en électricité même provisoire pour l'immeuble concerné.

Le comité relève cependant qu'un raccordement au réseau haute tension ne présenterait manifestement pas un caractère provisoire et qu'il n'est pas certain que les panneaux photovoltaïques qui alimentaient partiellement le site avant la survenance de la catastrophe naturelle puissent être remis en fonctionnement. Dans ces conditions, le comité enjoint à la société Enedis de prendre en charge les frais liés au fonctionnement du groupe électrogène qui assure l'alimentation de l'habitation en électricité, dans la limite de ce que les panneaux photovoltaïques étaient susceptibles de fournir.

Il s'agit d'une mesure provisoire qui demeure applicable jusqu'à ce que le comité ait statué sur le fond du différend.

(CoRDIS, 6 juillet 2020, n° 04-38-20, M. et Mme G. c/ Enedis, *Journal officiel* du 31 juillet 2020, texte n° 91)

5.2.2 CoRDIS, décision du 22 octobre 2020 relative à l'interruption du raccordement d'une habitation à des installations de production décentralisées

En application de sa décision du 6 juillet 2020 par laquelle le comité s'est prononcé sur la demande de mesures conservatoires, la société Enedis devait, à titre conservatoire, prendre financièrement en charge une partie du fonctionnement du groupe électrogène assurant l'alimentation en électricité de l'habitation des demandeurs.

Dans l'impossibilité de reconstruire l'installation hydroélectrique endommagée, le comité demande aux propriétaires de l'habitation de déposer une demande pour un raccordement en tant que nouveaux usagers, qui devra être traitée par la société Enedis et l'autorité organisatrice de la distribution d'électricité (AODE) selon les stipulations du cahier des charges de concession.

En outre, constatant que les effets de la décision de mesures conservatoires ont pris fin avec la décision au fond, et que le rétablissement d'une alimentation électrique du site ne pourra se faire rapidement en raison d'importants travaux, le comité enjoint à la société Enedis de continuer à prendre en charge, à ses frais avancés, une partie du fonctionnement du groupe électrogène pour pallier l'absence d'alimentation électrique immédiate de l'habitation qui doit être garantie par le droit d'accès aux réseaux de chaque usager.

(CoRDIS, 22 octobre 2020, n° 05-38-20, M. et Mme G. c/ Enedis, *Journal officiel* du 26 novembre 2020, texte n° 137)

5.2.3 CoRDIS, décision du 1^{er} février 2021 relative au périmètre du transfert de la propriété des colonnes montantes électriques au réseau public de distribution d'électricité

La société Nexity a présenté au CoRDIS un différend opposant un syndicat de copropriétaires à la société Enedis sur la détermination de la propriété d'une des deux armoires installées au sein d'une résidence et contenant les compteurs électriques et le disjoncteur général de la résidence ainsi que sur la prise en charge des travaux de réparation ou de mise aux normes qu'elle nécessite.

Le comité constate qu'il résulte des dispositions des articles L. 346-1 et L. 346-2 du code de l'énergie, issus de la loi du 23 novembre 2018 portant évolution du logement, de l'aménagement et du numérique que le transfert et l'intégration au réseau public de distribution d'électricité doivent être limités aux seuls ouvrages électriques nécessaires au raccordement à ce réseau, à sa sécurité, à son intégrité et à sa bonne exploitation. Dès lors, l'armoire en cause ne constitue pas un élément d'une colonne montante appartenant au réseau public d'électricité ou pouvant lui être transférée de manière anticipée.

Le comité indique également qu'il incombe au bénéficiaire du raccordement de mettre en place, à ses frais et en accord avec le gestionnaire du réseau de distribution, l'ensemble des équipements, mobiliers ou immobiliers, d'accueil et de protection qui permettent d'assurer la sûreté, la sécurité et le bon fonctionnement effectif du raccordement.

Dès lors, il n'appartient pas à la société Enedis de prendre en charge les frais liés à l'entretien de l'armoire litigieuse : seul le syndicat des copropriétaires est tenu de réaliser les travaux nécessaires pour assurer l'étanchéité de l'armoire afin de garantir la sûreté, la sécurité et l'effectivité du raccordement.

(CoRDIS, 1^{er} février 2021, n° 08-38-20, Nexity Lamy c/ Enedis, *Journal officiel* du 28 février 2021, texte n° 51)

5.2.4 CoRDIS, décision du 1^{er} février 2021 relative à la prise en charge du coût des travaux rendus nécessaires notamment sur une colonne montante pour faire droit à une demande d'augmentation de la puissance électrique d'un logement

Mme D. a sollicité auprès de son fournisseur d'énergie, puis auprès de la société Enedis, une augmentation de la puissance de l'installation électrique de son logement, de 6 à 9 kilovoltampères. La société Enedis a estimé que cette demande ne pouvait être satisfaite qu'après la réalisation de travaux portant notamment sur la colonne montante électrique de l'immeuble où se situe le logement. Elle a par conséquent demandé à Mme D. de lui transmettre une demande de modification de raccordement, ce que cette dernière a refusé.

Mme D. a alors saisi le CoRDIS afin, notamment, qu'il soit enjoint à la société Enedis de prendre en charge techniquement et financièrement l'ensemble des travaux rendus nécessaires pour satisfaire sa demande d'augmentation de puissance.

Sur la procédure, le comité rappelle qu'aucune disposition n'impose que la cristallisation du différend, préalable à sa saisine, soit subordonnée à l'accomplissement par le demandeur d'une formalité telle que la transmission au GRD d'une demande de raccordement.

Sur le fond, le comité relève qu'à la suite de l'entrée en vigueur de la loi dite « ELAN » du 23 novembre 2018, les colonnes montantes électriques appartiennent en principe au réseau public de distribution d'électricité. Néanmoins, ces ouvrages demeurent des branchements desservant plusieurs utilisateurs à l'intérieur d'une construction (« branchements collectifs »). Dès lors, si l'appartenance de ces colonnes montantes électriques au réseau public de distribution d'électricité oblige le gestionnaire de ce réseau à procéder à ses frais à leur entretien et, le cas échéant, à leur rénovation, les travaux répondant à d'autres motifs ne sont, en revanche, pas à la charge exclusive du GRD.

Le comité relève qu'en l'espèce, des travaux s'avèrent nécessaires notamment sur la dérivation individuelle raccordant le logement de Mme D afin de pouvoir procéder à l'augmentation de puissance demandée. Or, lorsqu'une augmentation de puissance électrique sollicitée par un utilisateur du réseau est subordonnée à la modification du raccordement existant de cet utilisateur, il revient à ce dernier de transmettre au GRD une demande à cette fin, conformément aux procédures en vigueur, afin de mettre ce gestionnaire en mesure d'apprécier la nature et l'étendue des travaux à entreprendre. Par conséquent, le comité considère que Mme D. n'est pas fondée à soutenir qu'il ne lui reviendrait pas de transmettre à la société Enedis, conformément aux procédures en vigueur, une demande tendant à la modification du raccordement de son logement.

(CoRDIS, 10 mars 2021, n° 09-38-20, Mme D. c/ Enedis, *Journal officiel* du 4 avril 2021, texte n° 54)

5.2.5 CoRDIS, décision du 1^{er} avril 2021 relative au transfert d'un contrat de transport de gaz naturel

La société ConocoPhillips Skandinavia AS, expéditeur, a formé devant le CoRDIS une demande tendant, en substance, à ordonner le transfert au bénéficiaire des gestionnaires de réseaux de transport, d'un contrat initialement conclu avec la société GDF pour organiser le transit de quantités de gaz naturel entre les frontières françaises avec la Belgique et l'Espagne, et actuellement exécuté par la société Engie.

La société ConocoPhillips Skandinavia AS estimait que l'exécution de ce contrat par la société Engie violait l'obligation de transfert des droits et obligations attachés aux biens liés aux activités de transport, prévue par la loi du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières.

Le comité constate que la société Engie n'est pas responsable de l'exploitation, de la maintenance ou du développement du réseau de transport de gaz naturel. Ainsi, elle ne revêt pas la qualité de gestionnaire de réseau de transport au sens de la directive du 13 juillet 2009 et ne saurait, dès lors, être regardée comme un opérateur d'ouvrages de transport de gaz naturel au sens des dispositions de l'article L. 134-19 du code de l'énergie.

Le comité ajoute que la seule circonstance alléguée par la société ConocoPhillips, à la supposer établie, que la société Engie exécuterait matériellement un contrat de transport est sans incidence sur la compétence du comité. En conséquence, il se déclare incompétent pour connaître du différend.

(CoRDIS, 1 avril 2021, n° 12-38-20, ConocoPhillips Skandinavia AS c/ Engie, *Journal officiel* du 12 mai 2021, texte n° 92)

5.2.6 CoRDIS, décision du 17 mai 2021 relative au raccordement d'une installation de consommation au réseau public de distribution d'électricité

La société Enedis a reçu en mai 2020 une demande de raccordement formée par la société Elec'Chantier 44 pour le compte de futurs utilisateurs du réseau construisant leur habitation. Lors des premiers échanges intervenus au cours de l'instruction de cette demande, il est apparu que les parties ne s'accordaient pas sur la solution technique envisagée par le GRD, arrêtée à l'issue d'une étude technique dont les résultats n'ont jamais été communiqués.

Constatant d'une part, que la société Enedis n'a jamais confirmé la complétude du dossier ni qualifié la demande de raccordement et, d'autre part, qu'elle n'a toujours pas notifiée une proposition de raccordement aux demandeurs un an après la demande initiale, le comité estime que la société Enedis a méconnu ses procédures et traité de manière discriminatoire la demande de raccordement de la société Elec'Chantier 44.

Le comité rappelle en outre que l'instruction d'une demande de raccordement par le GRD ne saurait être suspendue par sa saisine. Ainsi la société Enedis n'est pas fondée à solliciter du demandeur par la voie d'une mesure d'instruction qui serait diligentée par le comité des éléments qu'il lui appartiendrait d'obtenir selon ses procédures habituelles.

Par ailleurs, le comité rappelle que la norme NF C 14-100 n'est plus d'application obligatoire et estime que la circonstance qu'elle demeure une norme technique de référence ne saurait faire obstacle à ce qu'une solution technique « *constitue l'opération de raccordement de référence sur le seul motif que certaines dispositions de ladite norme ne rendraient pas cette solution techniquement et administrativement réalisable* » sans qu'une étude financière approfondie ait été également réalisée. Le comité rappelle en effet qu'une opération de raccordement de référence est déterminée en fonction de plusieurs critères définis à l'article 1^{er} de l'arrêté du 28 août 2007 et le GRD ne saurait arrêter la solution technique sans avoir pris en compte et analyser l'ensemble des solutions possibles au regard de ces critères.

En l'espèce, le comité constate qu'à ce stade, aucune étude financière n'a été fournie par le GRD à l'appui de la solution technique envisagée et décide d'enjoindre à la société Enedis de produire une proposition de raccordement se fondant sur l'opération de raccordement de référence, en tenant compte de l'ensemble des critères rappelés à l'article 1^{er} de l'arrêté du 28 août 2007, dans le délai d'un mois à compter de la notification de la décision.

(CoRDIS, 17 mai 2021, n° 07-38-21, Elec'Chantier 44 c/ Enedis)

INDEX DES GRAPHIQUES

Figure 1 Les délibérations de la CRE relatives aux barèmes de raccordement	17
Figure 2 Type de calcul envisagé et état d'avancement dans les régions dont fait partie la France.....	23
Figure 3 Statut de décision et date de mise en œuvre attendue des méthodologies RDCT	26
Figure 4 Méthodologies CACM approuvées ou restant à approuver	30
Figure 5 Méthodologies FCA approuvées ou restant à approuver	32
Figure 6 Méthodologies EBL approuvées ou restant à approuver	33
Figure 7 Méthodologies SOGL approuvées ou restant à approuver.....	34
Figure 8 Structure du marché français	35
Figure 9 Différentiel moyen entre les offres à l'achat et les offres à la vente	36
Figure 10 Maximum des échanges entre la France et ses pays voisins en 2020 (en MW)	37
Figure 11 Corrélations des prix entre la France et ses pays voisins (spot J+1)	38
Figure 12 Ecart de prix moyen entre la France et les pays voisins (spot J+1).....	39
Figure 13 Ecart de prix moyen entre la France et l'Allemagne (future annuel Y+1)	40
Figure 14 Transactions à l'interconnexion France – CWE en 2020.....	41
Figure 15 Transactions à l'interconnexion France – Grande-Bretagne en 2020	41
Figure 16 Transactions à l'interconnexion France – Espagne en 2020	42
Figure 17 Transactions à l'interconnexion France – Italie en 2020	42
Figure 18 Transactions à l'interconnexion France – Suisse en 2020	43
Figure 19 Répartition des consommateurs finals par type de site (au 31 décembre 2020)	46
Figure 20 Répartition de la consommation annuelle des consommateurs finals (au 31 décembre 2020)	46
Figure 21 Typologie des sites au 31 décembre 2020	47
Figure 22 Parts de marché des 3 fournisseurs historiques les plus significatifs sur chaque segment et sur l'ensemble du marché (en nombre de sites au 31 décembre 2020)	47
Figure 23 Parts de marché des 3 fournisseurs alternatifs les plus significatifs sur chaque segment et sur l'ensemble du marché (en nombre de sites au 31 décembre 2020)	47
Figure 24 Parts de marché des 3 fournisseurs historiques les plus significatifs pour chaque segment et sur l'ensemble du marché en volume (au 31 décembre 2020)	47
Figure 25 Parts de marché des 3 fournisseurs alternatifs les plus significatifs sur chaque segment et sur l'ensemble du marché en volume (au 31 décembre 2020)	47
Figure 26 Indice HHI pour les différents segments de clientèle (2020)	48
Figure 27 Les fournisseurs nationaux d'électricité	49
Figure 28 Taux de switch trimestriel	50
Figure 29 Augmentation des tarifs réglementés de vente (évolution en moyenne, hors taxes)	52
Figure 30 Evolution du Tarif Réglementé de Vente de vente de l'électricité hors taxes en euros constants.....	52
Figure 31 Facture aux tarifs réglementés de vente d'électricité au 31 décembre 2020 (€/MWh).....	53
Figure 32 Comparaison des offres à prix variable pour un client Base 6 kVA au 31 décembre 2020	55
Figure 33 Comparaison des offres vertes à prix variable pour un client Base 6 kVA au 31 décembre 2020	56
Figure 34 Comparaison des offres à prix fixe pour un client Base 6 kVA au 31 décembre 2020	57
Figure 35 Comparaison des offres vertes à prix fixe pour un client Base 6 kVA au 31 décembre 2020	57
Figure 36 Comparaison des offres à prix variable pour un client HP/HC 9 kVA au 31 décembre 2020	58
Figure 37 Comparaison des offres vertes à prix variable pour un client HP/HC 9 kVA au 31 décembre 2020	58
Figure 38 Comparaison des offres à prix fixe pour un client HP/HC 9 kVA au 31 décembre 2020	59
Figure 39 Comparaison des offres vertes à prix fixe pour un client HP/HC 9 kVA au 31 décembre 2020	59
Figure 40 Le parc électrique installé en France au 31 décembre 2020	60
Figure 41 Le prix des écarts depuis avril 2017	62
Figure 42 Importations, exportations, et production de gaz (flux commerciaux)	79
Figure 43 Prix du day-ahead au PEG * (moyennes mensuelles).....	80
Figure 44 Prix du day-ahead sur les principaux hubs du nord-ouest de l'Europe (moyenne mensuelle)	81
Figure 45 Volumes échangés sur les marchés intermédiés	82
Figure 46 Livraisons aux points d'échanges de gaz.....	82
Figure 47 Niveau de concentration des marchés intermédiés français (Segment spot).....	83
Figure 48 Niveau de concentration des marchés intermédiés français (Segment à terme)	83
Figure 49 Typologie des sites en gaz naturel, au 31 décembre 2020.....	84
Figure 50 Répartition en nombre de sites des consommateurs finals par type de site, au 31 décembre 2020	85
Figure 51 Répartition en volume des consommateurs finals par type de site, au 31 décembre 2020	85
Figure 52 Parts de marché, en nombre de sites, des trois fournisseurs historiques les plus significatifs sur chaque segment, au 31 décembre 2020	85
Figure 53 Parts de marché, en nombre de sites, des trois fournisseurs alternatifs les plus significatifs sur chaque segment, au 31 décembre 2020	86

Figure 54 Parts de marché, en volume, des trois fournisseurs historiques les plus significatifs sur chaque segment, au 31 décembre 2020	86
Figure 55 Parts de marché, en volume, des trois fournisseurs alternatifs les plus significatifs sur chaque segment, au 31 décembre 2020	86
Figure 56 Indice de Herfindahl-Hirschman (HHI) en nombre de sites et en volume pour les différents segments du marché de détail.....	86
Figure 57 Les fournisseurs nationaux du gaz naturel.....	87
Figure 58 Taux de switch trimestriel de 2008 à 2020.....	88
Figure 59 Décomposition de la facture TTC aux tarifs réglementés de vente d'Engie au 31 décembre 2020.....	88
Figure 60 Evolution du tarif réglementé de vente de gaz naturel d'Engie, hors taxes et CTA, en € constants 2020 par mégawattheure	89
Figure 61 Comparaison des offres de gaz naturel à prix variable pour un client type « cuisson » au 31 décembre 2020, offres standards et offres vertes	90
Figure 62 Comparaison des offres de gaz naturel à prix fixe pour un client type « cuisson » au 31 décembre 2020, offres standards et offres vertes	91
Figure 63 Comparaison des offres à prix variable pour un client type « chauffage » au 31 décembre 2020, offres standards et offres vertes	92
Figure 64 Comparaison des offres à prix fixe pour un client type « chauffage » au 31 décembre 2020, offres standards et offres vertes	93
Figure 65 sites de stockage souterrain de gaz naturel en France	95
Figure 66 capacités de stockage et d'injection / soutirage en 2021-22 par produit	96



15, Rue Pasquier - 75379 Cedex 08 Paris - France
Tél. : +33 (0)1 44 50 41 00 - Fax : +33 (0)1 44 50 41 11
www.cre.fr